



भारत का राजपत्र The Gazette of India

सी.जी.-डी.एल.-अ.-27082022-238429
CG-DL-E-27082022-238429

असाधारण
EXTRAORDINARY

भाग I—खण्ड 1
PART I—Section 1

प्राधिकार से प्रकाशित
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 204]
No. 204]

नई दिल्ली, शनिवार, अगस्त 27, 2022/भाद्र 5, 1944
NEW DELHI, SATURDAY, AUGUST 27, 2022/BHADRA 5, 1944

विद्युत मंत्रालय संकल्प

नई दिल्ली, 26 अगस्त, 2022

नवीकरणीय ऊर्जा और भंडारण विद्युत के साथ बंडलिंग के माध्यम से थर्मल/जल विद्युत स्टेशनों में उत्पादन और समय-निर्धारण में लोचनीयता के लिए स्कीम के अंतर्गत उपयोग के लिए ग्रिड से संबद्ध नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत परियोजनाओं से विद्युत क्रय करने के लिए टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के लिए दिशा-निर्देश

सं. 09/11/2021-आरसीएम-भाग(1).—

1. प्रस्तावना

1.1 पृष्ठभूमि

1.1.1 भारत में विद्युत उद्योग में प्रतिस्पर्धा को बढ़ावा देना, विद्युत अधिनियम, 2003 ('अधिनियम') के प्रमुख उद्देश्यों में से एक है। विद्युत खरीद लागत वितरण लाइसेंसधारकों के लिए सबसे बड़ा लागत घटक है। वितरण लाइसेंसधारकों द्वारा बिजली की प्रतिस्पर्धात्मक खरीद किए जाने से विद्युत की खरीद की समग्र लागत कम होने की संभावना है और इससे विद्युत बाजारों का विकास हो सकेगा। अंतर्राष्ट्रीय तौर पर, थोक बिजली बाजारों में प्रतिस्पर्धा होने से बिजली की कीमतों में कमी आई है और इससे उपभोक्ताओं को काफी लाभ हुआ है।

1.1.2 अधिनियम की धारा 61 और 62 के तहत उपयुक्त आयोग द्वारा टैरिफ विनियमन और बिजली के उत्पादन, पारेषण, वहीलिंग और खुदरा बिक्री के लिए टैरिफ के निर्धारण का प्रावधान है। विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 178(2) के साथ पठित धारा 61 के परंतुक के अनुसार, फरवरी, 2012 में केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (सीईआरसी) द्वारा नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत विनियम, 2012 से टैरिफ निर्धारण के लिए निबंधन एवं शर्तें तैयार की गई थीं। इसके अलावा, अधिनियम की धारा 63 के तहत प्रावधान है कि:-

“धारा 62 में निहित किसी बात के होते हुए भी, यदि केन्द्रीय सरकार द्वारा, जारी दिशा-निर्देशों के अनुसार पारदर्शी बोली प्रक्रिया के माध्यम से टैरिफ निर्धारित किया गया है तो उपयुक्त आयोग ऐसे टैरिफ को अपनाएगा।”

1.1.3 विद्युत अधिनियम की धारा 10 में यह प्रावधान है कि विद्युत उत्पादन करने वाली कंपनी अधिनियम के अंतर्गत बनाए गए नियमों एवं विनियमों के अनुसार किसी भी लाइसेंसधारक को विद्युत आपूर्ति कर सकती है और धारा 42 की उप-धारा (2) के अंतर्गत बनाए गए विनियमों के अधीन किसी भी उपभोक्ता को विद्युत की आपूर्ति कर सकती है।

1.1.4 विद्युत मंत्रालय ने अपने दिनांक 5 अप्रैल, 2018 के पत्र द्वारा विद्युत उत्पादन में और ताप विद्युत केन्द्रों के समय-निर्धारण तथा उत्पादन में लोचनीयता के लिए एक विस्तृत प्रणाली प्रस्तुत की है। इस तंत्र का उद्देश्य मंहगी ताप विद्युत के साथ सस्ती नवीकरणीय ऊर्जा (आरई) की बंडलिंग करना है और संवितरण लाइसेंसधारकों की नवीकरणीय क्रय बाध्यता (आरपीओ) का संवर्धन करना है। इसके बाद, विद्युत मंत्रालय के दिनांक 12.04.2022 के आदेश द्वारा नवीकरणीय ऊर्जा एवं भंडारण विद्युत के साथ बंडलिंग के माध्यम से ताप/जल विद्युत स्टेशन के उत्पादन एवं समय-निर्धारण में लोचनीयता के लिए इस स्कीम को संशोधित किया गया।

1.2 उद्देश्य

1.2.1 इन दिशा-निर्देशों के विशिष्ट उद्देश्य निम्नानुसार हैं:-

क) नवीकरणीय ऊर्जा एवं भंडारण विद्युत के साथ बंडलिंग के माध्यम से ताप/जल विद्युत स्टेशनों में उत्पादन में समय-निर्धारण के लिए लोचनीयता स्कीम के अंतर्गत उपयोग के लिए ताप/जल विद्युत उत्पादकों द्वारा नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत संयंत्रों से विद्युत की प्रतिस्पर्धी खरीद को बढ़ावा देना, उत्सर्जन को कम करना।

ख) खरीद प्रक्रिया में पारदर्शिता एवं निष्पक्षता बनाए रखना।

ग) लोचनीयता स्कीम के अंतर्गत नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत खरीद में शामिल विभिन्न हितधारकों के बीच प्रक्रियाओं एवं जोखिम-प्रतिभागिता ढांचे में मानकीकरण एवं एकसमानता प्रदान करना, जिसके परिणामस्वरूप, परियोजनाओं में निवेश को प्रोत्साहन मिल सके, इनकी बैंकएबिलिटी में वृद्धि हो सके और निवेशकों के लाभ में बढ़ोतरी हो सके।

2. दिशा-निर्देशों का कार्यक्षेत्र

2.1 दिशा-निर्देशों की प्रयोज्यता

2.1.1 यह दिशा-निर्देश विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 63 के प्रावधानों के तहत, प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के माध्यम से 'खरीददारों' द्वारा ग्रिड से संबद्ध प्रत्येक **5 मेगावाट और उससे अधिक** की नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत परियोजनाओं (**परियोजनाओं**) से विद्युत की दीर्घकालिक खरीद के लिए जारी किए जा रहे हैं।

व्याख्या:

(क) **'खरीददार'**: जैसा कि प्रसंग में अपेक्षित है, 'खरीददार' शब्द से तात्पर्य तापीय/जलविद्युत उत्पादन कंपनी से होगा।

(ख) **खरीददार का 'प्राधिकृत प्रतिनिधि'**: जिन मामलों में विद्युत क्रय करार (पीपीए) हस्ताक्षरकर्ता कंपनी और निविदा/बोली लगाने वाली एजेंसी अलग-अलग हैं तो निविदा/बोली लगाने वाली एजेंसी 'खरीददार' की प्राधिकृत प्रतिनिधि मानी जाएगी और इन दिशा-निर्देशों के अनुसार सफल बोलीदाता के चयन तक बोली प्रक्रिया को पूरा करने के लिए जिम्मेदार होगी। प्राधिकृत प्रतिनिधि खरीददार द्वारा नियुक्त केंद्रीय सरकार द्वारा अनुमोदित तृतीय पक्षकार होगा। प्राधिकृत प्रतिनिधि को कोई ट्रेडिंग मार्जिन देय नहीं होगा।

2.1.2 इन दिशा-निर्देशों में जब तक स्पष्ट रूप से उल्लेख न किया गया हो, इन दिशा-निर्देशों के प्रावधान खरीददार और खरीददार के प्राधिकृत प्रतिनिधि पर बाध्यकारी होंगे। इन दिशा-निर्देशों से प्रस्तावित किसी भी विचलन की स्थिति में अपनाई जाने वाली प्रक्रिया इन दिशा-निर्देशों के खंड 18 में विनिर्दिष्ट है।

2.2 उपयुक्त आयोग:

2.2.1 अधिनियम के प्रावधानों के अधीन, विनियामक आयोग जिसके क्षेत्राधिकार में ताप/जल विद्युत उत्पादन स्टेशन जिसकी ऊर्जा को प्रतिस्थापित किया जाना प्रस्तावित है, बोली लगाने के इन दिशा-निर्देशों के प्रयोजनार्थ उपयुक्त आयोग होगा।

3. बोली आमंत्रित करने और परियोजना की तैयारी की प्रक्रिया

3.1 खरीददार द्वारा पूरी की जाने वाली शर्तें

खरीददार द्वारा निम्नलिखित शर्तों को पूरा किया जाएगा:-

3.1.1 बोली दस्तावेज:

- क) नीचे दिए गए उप-खंड (ग) में यथानिर्दिष्ट को छोड़कर, सौर या पवन ऊर्जा की खरीद के लिए खरीददार को निर्णय करना होगा और इन दिशा-निर्देशों के अनुसार बोली लगाने के दस्तावेज [जिसमें चयन के लिए अनुरोध (आरएफएस), विद्युत क्रय करार (पीपीए) के आदर्श दस्तावेज अंतर्निहित हों] तैयार करने होंगे।
- ख) बोली लगाने की प्रक्रिया को प्रारंभ करने के संबंध में उपयुक्त आयोग को सूचित करना।
- ग) इन दिशा-निर्देशों के खंड 18 में उल्लिखित प्रक्रिया के अनुसार, इन दिशा-निर्देशों और/या एसबीडी से प्रारूप आरएफएस और प्रारूप पीपीए, में यदि कोई विचलन हो, उसके लिए उपयुक्त आयोग से अनुमोदन प्राप्त किया जाएगा।
 - (i) तथापि, केंद्रीय सरकार द्वारा एसबीडी को अधिसूचित किए जाने तक, स्पष्टता के प्रयोजन से यदि खरीददार प्रारूप आरएफएस, प्रारूप पीपीए, और अन्य परियोजना करारों को तैयार करते समय विस्तृत प्रावधान उपलब्ध कराता है, जो दिशा-निर्देशों के अनुकूल हो, तो ऐसे विस्तृत प्रावधान इन दिशा-निर्देशों से विचलन नहीं माने जाएंगे, चाहे ये विस्तृत प्रावधान दिशा-निर्देशों में नहीं दिए गए हों।
 - (ii) इसके अतिरिक्त, चल रही बोली प्रक्रिया के मामले में, यदि इन दिशा-निर्देशों और/या एसबीडी की अधिसूचना से पूर्व बोलीदाता द्वारा पहले ही बोली प्रस्तुत कर दी गई हो, फिर यदि इन दिशा-निर्देशों और/या एसबीडी तथा प्रस्तावित आरएफएस, पीपीए के बीच कोई विचलन हो तो आरएफएस, पीपीए प्रचलित होगा।
- घ) निम्नलिखित प्रासंगिक मंजूरी पत्र प्राप्त करना:
 - (i) खरीददार द्वारा विनिर्दिष्ट कार्यस्थल पर अवस्थित परियोजनाओं से खरीद के मामले में, भूमि के पट्टे के प्रारूप या प्रारूप पीपीए के अनुरूप अन्य भूमि संबंधी करारों पर तथा अन्य परियोजना करारों पर प्रासंगिक प्राधिकारी द्वारा मंजूरी।
 - (ii) खरीददार द्वारा विनिर्दिष्ट किए गए सौर पार्कों में अवस्थित परियोजनाओं से खरीद के मामले में प्रारूप पीपीए के अनुरूप कार्यान्वयन करार के लिए **सौर पार्क (सौर विद्युत पार्क विकासकर्ता (एसपीपीडी))** का विकास करने वाली एजेंसी द्वारा मंजूरी।

3.1.2 मंजूरीयों सहित कार्य स्थल से संबंधित परियोजना तैयार करने संबंधी क्रियाकलाप

खरीदी जा रही विद्युत की आपूर्ति समय पर प्रारंभ करने की सुनिश्चितता के लिए और खरीददार के अटल इरादे के संबंध में बोलीदाता को आश्वस्त करने के लिए यह आवश्यक है कि इन दिशा-निर्देशों के खंड 3.2.1 एवं खंड 3.2.2 में उल्लिखित विभिन्न शुरुआती परियोजना क्रियाकलापों को समय पर निष्पादित किया जाए।

3.2 कार्यस्थल से संबंधित व्यवस्था

खरीददार द्वारा जारी किए जाने वाले बोली दस्तावेज में विनिर्दिष्ट अनुसार, परियोजना या तो खरीददार द्वारा विनिर्दिष्ट किए गए परियोजना स्थल पर अथवा नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक द्वारा चयनित परियोजना स्थल पर लगाई जाएगी।

3.2.1 खरीददार द्वारा निर्दिष्ट परियोजना कार्यस्थल : खरीददार किसी विनिर्दिष्ट कार्यस्थल पर परियोजना की अवस्थिति का चयन कर सकता है और खरीददार द्वारा उसको बोली लगाने के दस्तावेज में निर्दिष्ट किया जा सकता है। इस प्रकार के मामलों में, विद्युत की आपूर्ति को समय पर चालू करने की सुनिश्चितता के लिए, खरीददार को यह सुनिश्चित करना होगा कि नीचे दिए गए अनुसार विभिन्न शुरुआती परियोजना क्रियाकलाप आरएफएस जारी करने से पूर्व खरीददार द्वारा प्रारंभ कर दिए जाएं। इन क्रियाकलापों को पीपीए निष्पादित करने से पूर्व पूरा करना आवश्यक होगा।

क) भूमि : 100 (सौ) प्रतिशत भूमि का निर्धारण और बोली लगाने की प्रक्रिया प्रारंभ करने से पूर्व कम से कम 25 (पच्चीस) प्रतिशत भूमि की उपलब्धता सैद्धांतिक रूप से इंगित करने वाले दस्तावेज/करारों का प्रावधान और पीपीए के निष्पादन के 1 (एक) माह के अंदर भूमि का 90 प्रतिशत (नब्बे प्रतिशत) कब्जा और उसके पश्चात 2 (दो) माह के अंदर शेष 10 (दस) प्रतिशत का कब्जा होना चाहिए।

ख) परियोजना के लिए अनापत्ति प्रमाण पत्र (एनओसी)/पर्यावरणीय मंजूरी (यदि लागू हो तो)।

ग) परियोजना की भूमि के लिए वन संबंधी मंजूरी (यदि लागू हो तो)।

घ) परियोजना के लिए अपेक्षित संबंधित प्राधिकारी से जल के लिए अनुमोदन (यदि लागू हो तो)

ङ) एसटीयू/सीटीयू से पत्र प्राप्त करना, जिसमें एसटीयू/सीटीयू सब-स्टेशन के साथ कनेक्टिविटी की तकनीकी व्यवहार्यता की पुष्टि की गई हो, परंतु यह पत्र उन मामलों में आवश्यक नहीं है जहां संबद्ध एसटीयू/सीटीयू ने कनेक्टिविटी की व्यवहार्यता के लिए सब-स्टेशन वार क्षमताएं अधिसूचित कर दी हों।

3.2.2 सौर पार्क में खरीददार द्वारा विनिर्दिष्ट किया गया परियोजना स्थल : खरीददार समुचित अवसंरचना की विशिष्टियों के साथ और सुविधाओं के अभिगम वाले संकेन्द्रित क्षेत्र ('सौर पार्क') में परियोजना की अवस्थिति का चयन कर सकता है और खरीददार द्वारा बोली लगाने के दस्तावेज में उसको निर्दिष्ट कर सकता है। सौर पार्क को एमएनआरई द्वारा जारी एवं संशोधित समय-समय पर किए गए "सौर पार्कों के विकास के लिए दिशा-निर्देश" के अनुसार विकसित किया जाना चाहिए। इन सब बातों के होते हुए, विद्युत की समय पर आपूर्ति सुनिश्चित करने के लिए खरीददार को यह सुनिश्चित करना चाहिए कि उपर्युक्त खंड 3.2.1 (क) से (ङ) में इंगित किए गए परियोजना संबंधी विभिन्न शुरुआती क्रियाकलाप प्रारंभ कर दिए गए हैं और संबंधित एसपीपीडी द्वारा उनको उल्लिखित समय पर पूरे कर दिए गए हैं। उपर्युक्त के अतिरिक्त, सौर पार्क विकासकर्ता के उत्तरदायित्व एमएनआरई द्वारा विकसित किए गए "सौर पार्कों के विकास के लिए दिशा-निर्देश" एवं कार्यान्वयन सहायक करार से व्युत्पन्न होने चाहिए जोकि सौर ऊर्जा पार्क के विकासकर्ता और सौर पार्क उत्पादक के बीच संबंध परिभाषित करते हैं।

3.2.3 नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक द्वारा चयनित परियोजना स्थल: यदि खरीददार स्थल अथवा सौर पार्क का उल्लेख नहीं करता और नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक द्वारा परियोजना स्थल का चयन किया जाता है तो बोलीदाता को बोली दस्तावेज में विनिर्दिष्ट समय अनुसूची के अनुसार निम्नलिखित मामलों के संदर्भ में दस्तावेज प्रस्तुत करने होंगे, ताकि समय पर कार्य पूरा हो सके और विद्युत की आपूर्ति शुरू हो सके:-

(क) **भूमि अधिग्रहण:** शुरू होने की अनुसूचित तारीख (एससीडी) को अथवा उससे पूर्व ऐसी अवधि, जो पीपीए की पूरी अवधि से कम न हो, के लिए दस्तावेज/पट्टा करार प्रस्तुत करना ताकि नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक के नाम से अपेक्षित भूमि के 100 प्रतिशत (शत प्रतिशत) उपयोग का अधिकार प्रमाणित हो। जहां कहीं भी निजी भूमि को पट्टे पर लेना शामिल हो, पट्टे में, नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक की चूक के मामले में, भूमि का पट्टाधिकार, ऋणदाता या खरीददार को हस्तांतरित करने की अनुमति हो।

(ख) परियोजना के लिए अनापत्ति प्रमाण पत्र (एनओसी)/पर्यावरण मंजूरी (यदि लागू हो)।

(ग) परियोजना के लिए भूमि के लिए वन मंजूरी (यदि लागू हो)।

(घ) परियोजना के लिए संबंधित प्राधिकरण (यदि लागू हो) से जल के लिए आवश्यक अनुमोदन।

(ङ) राज्य पारेषण यूटिलिटी (एसटीयू)/केन्द्रीय पारेषण यूटिलिटी (सीटीयू) [अथवा यदि चुना गया स्थल एक सौर पार्क है तो सौर विद्युत पार्क विकासकर्ता] का पत्र, जिसमें एसटीयू/सीटीयू सब-स्टेशन से संयंत्र की संयोजकता की तकनीकी व्यवहार्यता की पुष्टि की गई हो। यदि परियोजना स्थल खरीददार/अंतिम खरीददार के राज्य में ही स्थित है, तो राज्य सरकार संयंत्र की एसटीयू/सीटीयू सब-स्टेशन से कनेक्टिविटी में आवश्यक सहायता प्रदान करने का प्रयास करेगी।

4. बोली की संरचना

4.1 बोली का पैकेज - बोलियों को पैकेज के रूप में डिजाइन किया जाएगा। पैमाने के आर्थिक पहलुओं को ध्यान में रखते हुए पैमाने के पैकेज का न्यूनतम आकार 50 मेगावाट का होगा। बोलीदाता को संपूर्ण पैकेज के लिए उद्धरण देना होगा। खरीददार को अधिकतम क्षमता को विनिर्दिष्ट करने का चयन करना होगा जोकि किसी सहायकों सहित एकल बोली लगाने वाले को उसके पैमाने के आर्थिक पहलुओं, भूमि की उपलब्धता, संभावित प्रतिस्पर्धा और बाजार में विकास की आवश्यकता जैसे घटकों को ध्यान में रखते हुए आबंटित की जा सकती है।

4.2 विद्युत/ऊर्जा के संदर्भ में बोली : खरीददार क) विद्युत क्षमता (मेगावाट) के संदर्भ में या ख) ऊर्जा के परिमाण (केवीएच या मिलियन यूनिट अर्थात एमयू) के संदर्भ में बोलियाँ आमंत्रित कर सकता है।

4.3 बोली मापदंड : विद्युत की खरीद के लिए टैरिफ, बोली लगाने के मापदंड के रूप में लागू 'टैरिफ' होगा।

4.3.1 बोली लगाने के मापदंड के रूप में टैरिफ - खरीददार निम्नलिखित प्रकार की टैरिफ आधारित बोली लगा सकता है: क) पीपीए की अवधि के लिए रुपये/केडब्ल्यूएच में नियत टैरिफ या ख) रुपये/केडब्ल्यूएच में नियत वार्षिक बढ़ोतरी की पूर्व निर्धारित मात्रा के साथ रुपये/केडब्ल्यूएच में बढ़ता हुआ टैरिफ और उन वर्षों की संख्या जिनके पश्चात् इस प्रकार के बढ़ते हुए टैरिफ का प्रावधान किया जाएगा।

5. विद्युत क्रय करार

आरएफएस के साथ-साथ, सफल बोलीदाता के साथ किए जाने वाला प्रस्तावित प्रारूप पीपीए जारी किया जाएगा। इस पीपीए के भाग के रूप में शामिल किये जाने वाले मानक प्रावधानों में अन्य बातों के साथ-साथ निम्नलिखित भी शामिल होंगे,

5.1 पीपीए अवधि: चूंकि पीपीए अवधि, निवेशक/नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत विकासकर्ता को वापस प्राप्त होने वाले निवेश की अवधि निर्धारित करके टैरिफ को प्रभावित करती है, अतः पीपीए अवधि ताप/जलविद्युत संयंत्र की शेष कार्यावधि के आधार पर शैड्यूल्ड कमीशनिंग डेट (एससीडी) से 25 (पच्चीस) वर्ष से कम नहीं होनी चाहिए। यदि भूमि और बुनियादी अवसंरचना के स्वामित्व वाली एजेंसियों, संबंधित पारेषण यूटिलिटी और प्रणाली संचालकों के पास ऐसी व्यवस्थाएं हों तो पीपीए अवधि की समाप्ति के बाद नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादकों को अपने संयंत्रों का प्रचालन करने की छूट है, एतद्वारा यह स्पष्ट किया जाता है कि ऐसे मामलों में जहां खरीददार द्वारा परियोजना स्थल को सौर पार्क में अथवा अन्यथा स्थित होने के लिए निर्दिष्ट किया गया है, उन मामलों में खरीददारों का दायित्व खंड 3.2.1 और 3.2.2 के अनुसार भूमि की व्यवस्था करने हेतु पीपीए अवधि तक सीमित होगा।

5.2 खरीदी जाने वाली विद्युत/ऊर्जा की मात्रा - खरीदी जाने वाली विद्युत, विद्युत (मेगावाट) के संदर्भ में या ऊर्जा (केडब्ल्यूएच या मिलियन यूनिट अर्थात एमयू) के संदर्भ में होगी। नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक यदि चाहे तो, ताप/जल विद्युत उत्पादक द्वारा निर्दिष्ट की गई आवश्यकताओं की पूर्ति के लिए ऊर्जा भंडारण प्रणाली अधिष्ठापित कर सकता है।

5.2.1 विद्युत (मेगावाट) के संदर्भ में खरीद:

(क) विद्युत (मेगावाट) के संदर्भ में खरीद के मामले में, क्षमता उपयोगिता घटक (सीयूएफ) की रेंज को बोली दस्तावेज में इंगित किया जाएगा। सीयूएफ की गणना वार्षिक आधार पर की जाएगी। यदि किसी मामले में, परियोजना न्यूनतम सीयूएफ के अनुरूपी ऊर्जा से कम ऊर्जा का उत्पादन एवं आपूर्ति करती है तो नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक इस प्रकार से संविदात्मक सीयूएफ स्तर से कम उपलब्धता के लिए खरीददार को कमी हेतु अनुदंड का भुगतान करने के लिए उत्तरदायी होगा। इस प्रकार के दंड की राशि पीपीए की अवधि के अनुसार होगी जोकि यह सुनिश्चित करेगा कि खरीददार पीपीए के अंतर्गत विद्युत के कम उत्पादन एवं आपूर्ति से संबद्ध समस्त संभावित लागतों की प्रतिपूर्ति करेगा जोकि पीपीए टैरिफ पर आकलित ऊर्जा के संदर्भ में इस कमी की लागत के कम से कम 25 (पच्चीस) प्रतिशत के अध्यधीन होगी।

(ख) यदि किसी मामले में विद्युत की उपलब्धता निर्दिष्ट अधिकतम सीयूएफ से अधिक है तो नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक इसको किसी अन्य कंपनी को बेचने के लिए स्वतंत्र होगा बशर्ते कि इसको मना करने का

प्रथम अधिकार खरीददार (खरीददारों) के पास होगा। यदि किसी मामले में, खरीददार विद्युत उत्पादन की अधिक मात्रा को खरीद लेता है तो वह उसको पीपीए टैरिफ के 75 (पच्चाहत्तर) प्रतिशत पर खरीदेगा और आरएफएस दस्तावेज में इस आशय का प्रावधान स्पष्ट रूप से किया जाएगा।

5.2.2 रि-पावरिंग : नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक पीपीए अवधि के दौरान समय-समय पर अपने संयंत्रों को रि-पावर करने के लिए स्वतंत्र होंगे। तथापि, खरीददार केवल पीपीए में विनिर्दिष्ट सीयूएफ (या सीईक्यू, जैसा कि प्रासंगिक हो) की रेंज में ही विद्युत की खरीद के लिए बाध्य होंगे। किसी भी प्रकार के अधिक उत्पादन का निपटान इन दिशा-निर्देशों के खंड 5.2.1 (ख) में विनिर्दिष्ट किए अनुसार किया जाएगा।

5.3 भुगतान सुरक्षा

खरीददार निम्नानुसार पर्याप्त भुगतान सुरक्षा उपाय प्रदान करेगा:

खरीददार नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक को निम्नलिखित के माध्यम से भुगतान सुरक्षा प्रदान करेगा:

रिवॉल्विंग लैटर ऑफ क्रेडिट (एलसी), जो विचाराधीन परियोजना से न्यूनतम 1 (एक) माह के औसत बिल की राशि से कम का न हो;

अथवा

विद्युत अधिनियम, 2003, के तहत केंद्रीय सरकार द्वारा अधिसूचित नियमों (यदि कोई हो) में यथानिर्धारित हो।

5.4 अप्रत्याशित घटना

5.4.1 अप्रत्याशित घटना की परिभाषा: 'अप्रत्याशित घटना' (एफएम) से तात्पर्य निम्नलिखित में से एक या अधिक कार्यों, घटनाओं या परिस्थितियों या तत्संबंधी कार्यों, घटनाओं या परिस्थितियों के परिणाम (परिणामों) के संयोजन से है, जो पक्षकार (प्रभावित पक्षकार) द्वारा प्रासंगिक विद्युत क्रय करार के तहत इसके दायित्वों के पूर्ण या आंशिक निष्पादन को रोकता है या पक्षकार द्वारा निष्पादन में अपरिहार्य विलंब करता है, लेकिन केवल तभी तक और जब तक कि इस तरह की घटनाएं या परिस्थितियां प्रभावित पक्षकार के, प्रत्यक्ष या अप्रत्यक्ष रूप से, समुचित नियंत्रण में न हों और यदि प्रभावित पक्षकार द्वारा उचित ध्यान दिए जाने या विवेकपूर्ण यूटिलिटी प्रक्रियाओं का अनुपालन किए जाने पर इससे बचा नहीं जा सकता हो।

5.4.2 अप्रत्याशित घटनाओं का श्रेणीकरण:

5.4.2.1 प्राकृतिक अप्रत्याशित घटना

- (क) दैवीय घटना, इन्हीं तक सीमित न रहते हुए, जिसमें बिजली गिरना, आग लगना और विस्फोट होना (कार्य स्थल के बाह्य स्रोत के मूल स्रोत तक), भूकंप, ज्वालामुखी विस्फोटन, सूखा, भूस्खलन, बाढ़, चक्रवात, तूफान या बवंडर शामिल हैं, यदि इसे सक्षम राज्य/केंद्रीय प्राधिकरण/एजेंसी (जो भी लागू हो) द्वारा घोषित/अधिसूचित किया जाता है, या खरीददार की संतुष्टि होने तक इसको सत्यापित किया जाता है;
- (ख) भारत में किसी स्रोत या उपर्युक्त वर्णित किसी अन्य अप्रत्याशित घटना के परिणामस्वरूप उत्पन्न रेडियोधर्मी प्रदूषण अथवा आयनीकरण विकिरण, जिसमें ऐसी परिस्थितियां शामिल नहीं हैं, जहां प्रदूषण अथवा विकिरण के स्रोत अथवा कारण को प्रभावित पक्षकार अथवा प्रभावित पक्षकार या उसके संविदाकारों द्वारा नियोजित या प्रभावित पक्षकार द्वारा अनुबंधित व्यक्तियों द्वारा विद्युत परियोजना तक या उसके निकट लाया जाता है या लाया गया है;
- (ग) परियोजना भूमि पर भूगर्भीय स्थितियों, विषाक्त संदूषक या पुरातात्विक अवशेषों का पता चलना, जिसकी परियोजना भूमि के निरीक्षण के माध्यम से उचित रूप से पता चलने की उम्मीद नहीं की जा सकती थी; अथवा
- (घ) किसी भी पूर्वगामी घटना की प्रकृति के अनुरूप कोई प्राकृतिक घटना या परिस्थितियां।

5.4.2.2 गैर-प्राकृतिक अप्रत्याशित घटना

- (क) युद्ध की कोई भी कार्रवाई (घोषित या अघोषित), आक्रमण, सशस्त्र संघर्ष या विदेशी शत्रु की कार्रवाई, नाकाबंदी, व्यापार संबंधी रोक, क्रांति, दंगा, विद्रोह, आतंकी या सैन्य कार्रवाई;
- (ख) राष्ट्र/राज्य-व्यापी हड़ताल, तालाबंदी, बहिष्कार या अन्य औद्योगिक विवाद, जिसके लिए प्रभावित पक्षकार के कार्य सीधे और पूरी तरह से उत्तरदायी नहीं हैं, परंतु इसमें प्रभावित पक्षकार या उनके ठेकेदारों तक सीमित हड़ताल या मजदूर अशांति शामिल नहीं है;
- (ग) राष्ट्रीयकरण या देशहित में किसी भी भारतीय सरकारी माध्यम/राज्य सरकार द्वारा किसी भी अनिवार्य अधिग्रहण या किसी भी भौतिक परियोजना की संपत्ति या उत्पादक के अधिकारों का अधिग्रहण, जिसके परिणामस्वरूप उत्पादक या इसके शेयरधारक विद्युत क्रय करार के तहत अपने अधिकारों या पात्रता (पूर्ण या आंशिक रूप) से वंचित हों। बशर्ते कि ऐसी कार्रवाई में उत्पादक द्वारा या उत्पादक संबंधी पक्षकारों द्वारा किसी भी लागू कानून या परमिट के उल्लंघन के परिणामस्वरूप खरीददार या अन्य किसी सरकारी प्राधिकारी द्वारा समाधान या कानूनी रूप से लगाए गए प्रतिबंध शामिल नहीं है।
- (घ) किसी सरकारी प्राधिकारी द्वारा ठोस प्रतिकूल प्रभाव वाली कार्रवाई जिसमें कानून में परिवर्तन तो शामिल है लेकिन यह इतने तक ही सीमित नहीं है, केवल तब यदि इसके परिणामों को इन दिशा-निर्देशों के खंड 5.7 के प्रावधानों के अनुसार निपटाया नहीं जा सकता; किसी भी गैरकानूनी या अनधिकृत या बिना अधिकार क्षेत्र के उत्पादक के किसी परमिट या किसी भी मंजूरी, लाइसेंस, संबंधित पीपीए और/या परियोजना दस्तावेजों के अंतर्गत ठेकेदारों द्वारा अपने संबंधित दायित्वों को पूरा करने के लिए प्राधिकार प्राप्त करने में निरसन या देरी या इन्कार, या बिना किसी कारण के नवीनीकरण या स्वीकृति के लिए विफलता, बशर्ते कि ऐसा विलम्ब, संशोधन, इन्कार या निरस्तीकरण उत्पादक या किसी ठेकेदार की, ऐसे परमिट या मंजूरी, लाइसेंस, प्राधिकार, जैसा भी मामला हो, के रखरखाव या नवीकरण के संबंध में किसी शर्त के अनुपालन करने में असमर्थता या विफलता के परिणामस्वरूप न हुआ हो।

स्पष्टीकरण: वाक्यांश "कानून में परिवर्तन" में कानून, नियमों, विनियमों अथवा सक्षम अधिकारियों के आदेशों में परिवर्तन के माध्यम से किए गए परिवर्तन शामिल होंगे।

5.4.3 अप्रत्याशित घटना में शामिल न होने वाली घटनाएं

5.4.3.1 अप्रत्याशित घटना में निम्नलिखित शामिल नहीं होंगी (i) ऐसी घटना या परिस्थिति, जो पक्षकारों के समुचित नियंत्रण में हो और (ii) अप्रत्याशित घटना के परिणामस्वरूप घटित हुई स्थितियों को छोड़कर, निम्नलिखित स्थितियां:

- (क) विद्युत परियोजना के लिए संयंत्र, मशीनरी, उपकरण, सामग्रियों, कलपुर्जों या उपभोग्य सामग्रियों की अनुपलब्धता, देरी से वितरण या लागतों में परिवर्तन;
- (ख) किसी ठेकेदार, उप-ठेकेदार या उनके एजेंटों द्वारा कार्य निष्पादन में देरी;
- (ग) विद्युत उत्पादन सामग्रियों और उपकरणों में कार्य निष्पादन के दौरान किसी सामान्य टूट-फूट के चलते कार्य निष्पादन न होना;
- (घ) प्रभावित पक्षकार के स्थलों पर हड़ताल;
- (ङ) वित्त या निधियों की अपर्याप्तता या करार का निष्पादन कठिन होना; और
- (च) प्रभावित पक्षकार के कारण:
 - (i) लापरवाह अथवा जानबूझकर किए गए कार्य, त्रुटियाँ अथवा चूक;
 - (ii) भारतीय कानून का अनुपालन करने में विफलता; अथवा
 - (iii) इस करार के तहत उल्लंघन या चूक के कारण उससे संबद्ध कार्य का निष्पादन नहीं होना।

5.4.4 अप्रत्याशित घटना की अधिसूचना

5.4.4.1 प्रभावित पक्षकार अन्य पक्षकार को किसी अप्रत्याशित घटना की सूचना यथोचित व्यावहारिक रूप से जल्द से जल्द देगा, परंतु यह सूचना जिस तिथि को उस पक्षकार को अप्रत्याशित घटना शुरू होने का पता चले या तर्कसंगत रूप से पता चलना चाहिए था, उस तिथि के अधिकतम सात (7) दिनों के भीतर भेजी जाएगी। यदि किसी अप्रत्याशित घटना के परिणामस्वरूप संचार व्यवस्था भंग होती है, जिससे लागू समय-सीमा में नोटिस देना अव्यवहार्य हो जाता है, तो अप्रत्याशित घटना का दावा करने वाला पक्षकार संचार व्यवस्था की बहाली होने के बाद समुचित रूप से जल्द से जल्द नोटिस देगा, परंतु ऐसा संचार व्यवस्था की बहाली से एक (1) दिन से अधिक की देरी से नहीं होगा।

5.4.4.2 परन्तु इस तरह की सूचना पीपीए के तहत राहत का दावा करने के लिए प्रभावित पक्षकार की योग्यता के लिए एक पूर्व-निर्धारित शर्त होगी। इस तरह की सूचना में अप्रत्याशित घटना का पूर्ण विवरण, राहत का दावा करने वाले पक्षकार पर इसके प्रभाव और प्रस्तावित उपाय शामिल होंगे। प्रभावित पक्षकार अन्य पक्षकार को ऐसे निवारक उपायों और ऐसी अन्य सूचना, जिसके लिए अन्य पक्षकार अप्रत्याशित घटना के बारे में समुचित अनुरोध कर सकता है, की प्रगति की नियमित (और सामाहिक से कम नहीं) रिपोर्ट देगा।

5.4.4.3 प्रभावित पक्षकार अन्य पक्षकार को (i) प्रासंगिक अप्रत्याशित घटना के रुकने; और (ii) पीपीए के तहत अपने अधिकारों या दायित्वों के निष्पादन पर ऐसी अप्रत्याशित घटना के प्रभावों की समाप्ति होने पर इनमें से प्रत्येक के बारे में जानकारी मिलने पर यथासंभव शीघ्र सूचना देगा।

5.4.5 निष्पादन से छूट

5.4.5.1 प्रभावित पक्षकार को अप्रत्याशित घटना के परिणामस्वरूप पीपीए के तहत अपनी बाध्यता या आंशिक बाध्यता का निष्पादन करने में किसी हद तक असमर्थ होने की स्थिति में बाध्यताओं का निष्पादन करने से छूट दी जाएगी, बशर्ते कि यह अवधि एफएम नोटिस जारी होने की तिथि से 180 (एक सौ अस्सी) दिनों से अधिक न हो। ये पक्षकार पारस्परिक रूप से अवधि का विस्तार करने पर परस्पर सहमत हो सकते हैं जिसके लिए अप्रत्याशित घटना के कारण निष्पादन से छूट दी गई है।

5.4.5.2 दोनों पक्षकारों द्वारा परस्पर सहमत समयावधि, जिसके दौरान कार्य निष्पादन से छूट दी जाएगी, के लिए उत्पादक वित्तीय समापन की अवधि या चालू होने की निर्धारित तिथि या पीपीए अवधि, जैसा भी मामला हो, में दैनिक आधार पर विस्तार के लिए हकदार होगा।

5.4.5.3 परन्तु प्रायः किसी पक्षकार को उसके कार्य निष्पादन में उस सीमा तक छूट दी जाएगी जहां तक कि वह तर्कसंगत रूप से अप्रत्याशित घटना से संबद्ध हो।

5.4.5.4 परंतु, इसके अलावा, प्रभावित पक्षकार को अप्रत्याशित घटना घटित होने से पूर्व देय किसी भुगतान दायित्वों से कोई छूट नहीं होगी।

5.4.6 अन्य हानियों के लिए कोई देयता नहीं

इन दिशा-निर्देशों में अन्यथा उपबंधित को छोड़कर, किसी भी पक्षकार की किसी भी प्रकार से किसी अप्रत्याशित घटना के घटित होने या या उसकी मौजूदगी होने के संबंध में उत्पन्न किसी हानि के संबंध में अन्य पक्षकारों के प्रति कोई जिम्मेदारी नहीं होगी।

5.4.7 कार्य निष्पादन की पुनः शुरुआत

अप्रत्याशित घटना जारी रहने की अवधि के दौरान, प्रभावित पक्षकार, अन्य पक्षकारों के परामर्श से पीपीए के तहत अपने दायित्वों के निष्पादन पर ऐसी अप्रत्याशित घटना के प्रभावों को कम करने या उसे सीमित करने के लिए सभी उचित प्रयास करेगा। प्रभावित पक्षकार इस करार के तहत अपने दायित्वों का निष्पादन जल्द से जल्द फिर से शुरू करने के लिए प्रयास करेगा और शुरुआत होने पर अन्य पक्षकारों को इस संबंध में लिखित में सूचित करेगा। अन्य पक्षकार इस संबंध में प्रभावित पक्षकार को सभी उचित सहायता प्रदान करेंगे।

5.4.8 अप्रत्याशित घटना के कारण निरस्तीकरण

5.4.8.1 प्राकृतिक अप्रत्याशित घटना के कारण निरस्तीकरण

- (क) यदि, अप्रत्याशित घटना का नोटिस जारी करने की तिथि से प्राकृतिक अप्रत्याशित घटना के लिए 180 (एक सौ अस्सी) दिन की अवधि (या कोई विस्तारित अवधि) पूरी होने से पूर्व, पक्षकारों का तर्कसंगत विचार हो कि अप्रत्याशित घटना 180 (एक सौ अस्सी) दिन की इस अवधि या अनुच्छेद 5.4.5 (निष्पादन से छूट) के अनुसरण में सहमत किसी विस्तारित अवधि से आगे जारी रहने की संभावना है; या यह कि प्रभावित इकाई को बहाल करना गैर-किफायती या अव्यवहार्य है, तो पक्षकार पारस्परिक रूप से पीपीए को निरस्त करने का निर्णय ले सकते हैं और यह निरस्तीकरण उस तिथि से लागू होगा जिस तिथि से ऐसा निर्णय लिया गया हो।
- (ख) उपरोक्त अनुच्छेद 5.4.8.1(क) के प्रावधानों पर प्रतिकूल प्रभाव डाले बिना, प्रभावित पक्षकार, 180 (एक सौ अस्सी) दिन या अन्य किसी परस्पर विस्तारित अवधि की समाप्ति के बाद, पीपीए को अपने पूर्ण विवेक से इस संबंध में नोटिस जारी करते हुए तत्काल निरस्त करने का पात्र होगा।
- (ग) अनुच्छेद 5.4.8.1(ख) के अनुसरण में पीपीए का निरस्तीकरण होने पर :
- उत्पादक को कोई निरस्तीकरण मुआवजा देय नहीं होगा;
 - उत्पादक अप्रत्याशित घटना होने से पूर्व बकाया मासिक बिलों के तहत निर्विवाद भुगतान का पात्र होगा।

5.4.8.2 गैर-प्राकृतिक अप्रत्याशित घटना के कारण निरस्तीकरण

- (क) गैर-प्राकृतिक अप्रत्याशित घटना होने पर, उत्पादक को, अप्रत्याशित घटना के नोटिस की तिथि से 180 (एक सौ अस्सी) दिनों की अवधि पूर्ण होने के बाद अपने विवेक से पीपीए को तत्काल निरस्त करने का अधिकार होगा।
- (ख) 5.4.8.2(क) के अनुसरण में पीपीए को निरस्त करने पर, अनुच्छेद 5.4.6 में किसी बात के होते हुए भी-
- खरीददार उत्पादक को, इन दिशा-निर्देशों में यथापरिभाषित, 'अप्रत्याशित घटना निरस्तीकरण मुआवजा' के रूप में देय ऋण राशि के बराबर की धनराशि और समायोजित इक्विटी का 110% (एक सौ दस प्रतिशत) अदा करेगा और परियोजना संपत्तियों का अधिग्रहण करेगा।
 - उत्पादक अप्रत्याशित घटना होने से पूर्व बकाया मासिक बिल (बिलों) के तहत निर्विवाद भुगतान का पात्र होगा।

5.5 ऑफटेक बाध्यताओं के लिए उत्पादन मुआवजा:

5.5.1 पारेषण अवसंरचना/ग्रिड की अनुपलब्धता के कारण ऑफटेक संबंधी बाधाएँ:

संयंत्र को चालू करने की अनुसूचित तारीख के पश्चात, यदि संयंत्र तैयार है परन्तु विद्युत निकासी/पारेषण अवसंरचना तैयार नहीं है, जिसके लिए नवीकरणीय विद्युत उत्पादक उत्तरदायी नहीं है, तो इस प्रकार की परियोजनाओं के लिए चालू करने की अनुसूचित तारीख, डिलीवरी बिन्दु एवं विद्युत निकासी अवसंरचना के तैयार होने के बाद 30वें दिन की तिथि के रूप में संशोधित की जा सकती है। खरीददार द्वारा उपर्युक्त घटक के कारण किए जाने वाले अपेक्षित विस्तार पर प्रत्येक मामले के आधार पर मामले की जांच के पश्चात निर्णय लिया जाएगा।

अथवा

नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (सीईआरसी) विनियमों के अनुसार क्षतिपूर्ति की मांग कर सकता है।

5.5.2 'बैकडाउन के कारण ऑफटेक बाध्यताएं:

- क) नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक और खरीददार उपयुक्त आयोग द्वारा इस संबंध में जारी विनियमनों के तहत पूर्वानुमान और शिड्यूलिंग प्रक्रिया का अनुसरण करेंगे। किसी भी नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत संयंत्र, जो कि विद्युत (मस्ट-रन विद्युत संयंत्र से विद्युत के उत्पादन का संवर्धन) नियम, 2021 के अनुसार परिभाषित मस्ट-रन विद्युत संयंत्र के रूप में योग्य विद्युत संयंत्र को नियम के प्रावधानों के अनुसार खरीददार द्वारा बैक डाउन करने का निर्देश

नहीं दिया जाएगा। बैकडाउन की ऐसी स्थिति उत्पन्न होने के मामले में, उन मामलों को छोड़कर जहां बैकडाउन ग्रिड सुरक्षा अथवा किसी उपकरण अथवा कर्मियों की सुरक्षा अथवा ऐसी अन्य शर्तों के कारण होता है, खरीददार से नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक, नीचे दिए गए तरीके से, न्यूनतम उत्पादन मुआवजे के लिए पात्र होगा।

| बैकडाउन की अवधि | उत्पादन मुआवजे के लिए प्रावधान |
|---|---|
| मासिक बिलिंग चक्र के दौरान बैकडाउन के घंटे। | <p>न्यूनतम उत्पादन मुआवजा =</p> <p>100% [(माह के दौरान प्रति घंटा औसत उत्पादन) × (महीने के दौरान बैकडाउन घंटों की संख्या) × पीपीए टैरिफ]</p> <p>जहां, माह के दौरान प्रति घंटा औसत उत्पादन (केडब्ल्यूएच) = माह में कुल उत्पादन (केडब्ल्यूएच) ÷ माह में उत्पादन के कुल घंटे</p> |

(ख) उत्पादन मुआवजे का भुगतान क्षेत्रीय ऊर्जा लेखा (आरईए) की प्राप्ति के बाद अगले माह के लिए ऊर्जा बिल के हिस्से के रूप में किया जाना है। बैकडाउन उद्देश्यों के कारण, उत्पादन मुआवजे के अपवर्जन के लिए संभावित शर्तों को आरएफएस और पीपीए में स्पष्ट रूप से निर्दिष्ट किया जाएगा।

(ग) इसके लिए औपचारिक/लिखित निर्देश दिए बिना कोई बैक-डाउन/कटौती का आदेश नहीं दिया जाएगा।

5.6 चूक की स्थिति और उसके परिणाम

यद्यपि संबंधित पक्षकारों की चूक की स्थिति और इसके परिणामों के संबंध में विस्तृत प्रावधान एसबीडी में वर्णित होंगे, इस खंड में नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक और खरीददार (मध्यस्थ खरीददार को छोड़कर) की चूक से निपटने के लिए संविदा के अनुरूप व्यापक सिद्धांत शामिल हैं।

5.6.1 उत्पादक की चूक स्थिति तथा उसके परिणाम

- (क) यदि नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक विनिर्दिष्ट समय अवधि के अंदर विद्युत संयंत्र चालू करने में असफल रहता है या पीपीए की शर्तों के अनुसार विद्युत आपूर्ति करने में विफल होता है अथवा पीपीए की शर्तों के विपरीत अपने अधिकारों या दायित्वों का निर्वहन करता है या परित्याग करता है अथवा पीपीए के प्रावधानों का उल्लंघन करके अपने प्रमोटरों के नियंत्रण या हिस्सेदारी में परिवर्तन करता है या पीपीए में यथा निर्धारित अन्य कार्य अथवा चूक करता है और पीपीए में यथा निहित उपचार अवधि के भीतर उपर्युक्त किसी का भी हल निकालने में असमर्थ होता है, तो नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक की चूक मानी जाएगी।
- (ख) नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक द्वारा चूक की स्थिति में, विनिर्दिष्ट समय अवधि के अंदर चालू करने में विफलता के लिए इन दिशा-निर्देशों के अनुसार खंड 14.3 तथा पीपीए की शर्तों के अनुसार विद्युत आपूर्ति न कर पाने के लिए खंड 5.2.1(क) में उल्लिखित क्षति के लिए खरीददार को भुगतान करना पड़ेगा। अन्य मामलों में, खरीददार को उनके प्रभारों की अनुबंधित क्षमता के लिए 6 (छह) माह के समान या पीपीए की शेष अवधि, जो भी कम हो, के लिए क्षति का भुगतान करना होगा। खरीददार को अधिकार होगा कि वह किसी भी अन्य कानूनी प्रक्रिया या उपचार के उपाय पर प्रतिकूल प्रभाव डाले बिना, बैंक गारंटी, यदि कोई हो, जब्त करके उक्त राशियों की वसूली करे।
- (ग) उपर्युक्त क्षतियों की वसूली के अलावा, नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक की चूक की स्थिति में ऋणदाता, पीपीए में विनिर्दिष्ट प्रतिस्थापन करार तथा खरीददारों की सहमति के अनुसार प्रतिस्थापन के अधिकार का प्रयोग करने का पात्र होगा, तथापि, विनिर्दिष्ट अवधि के भीतर ऋणदाता चूककर्ता नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक के प्रतिस्थापन में असमर्थ होने पर खरीददार पीपीए को रद्द कर सकता है तथा खरीददार देय ऋण के 90 प्रतिशत के बराबर की राशि के लिए परियोजनाओं की परिसंपत्तियाँ अधिगृहीत कर सकता है, ऐसा न कर पाने पर ऋणदाता अपने अधिकारों का प्रयोग कर सकता है तथा परियोजना परिसंपत्तियों को बेच सकता है।

5.6.2 खरीददार की चूक की स्थिति तथा उसके परिणाम:

- (क) यदि खरीददार अन्य बातों के साथ-साथ विनिर्दिष्ट समय अवधि के अंदर मासिक और/अथवा पूर्ण बिलों का भुगतान करने या पीपीए का निस्तारण करने में विफलता की वजहों से चूककर्ता है, तो चूककर्ता खरीददार को, नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक की पूर्व सहमति के अध्यक्षीन, विनिर्दिष्ट अवधि के भीतर अपनी सहयोगी कंपनियों सहित किसी तीसरे पक्षकार के लिए अपने हिस्से का नया अनुबंध बनाना पड़ेगा।
- (ख) यदि उक्त नई पद्धति नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक को स्वीकार्य नहीं है, अथवा चूककर्ता खरीददार द्वारा निर्धारित अवधि में नई पद्धति का कोई प्रयास नहीं किया गया, तो नवीकरणीय विद्युत उत्पादक पीपीए को निरस्त कर सकता है और अपने विवेकाधिकार से, चूककर्ता खरीददार से या तो (i) देय ऋण और 110 प्रतिशत (एक सौ दस प्रतिशत) समायोजित इक्विटी, जैसा कि नीचे वर्णित है, उसमें बीमा कवर, यदि कोई हो, को कम करके, राशि के समकक्ष निरस्तीकरण क्षतिपूर्ति का भुगतान करके परियोजना की परिसम्पत्तियों का अधिग्रहण करवा सकता है अथवा, (ii) नवीकरणीय विद्युत उत्पादक, छह महीने अथवा पीपीए की बकाया अवधि के लिए, इनमें जो भी कम हो, की समकक्ष राशि का भुगतान अनुबंधात्मक क्षमता में करवा सकता है, ऐसे में परियोजना की परिसम्पत्तियां नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक के पास रहेंगी।
- (ग) पीपीए के निरस्त होने की स्थिति में, संयंत्र की कनेक्टिविटी के लिए, एसटीयू/सीटीयू को देय किसी भी प्रकार की क्षति या प्रभारों का वहन खरीददार द्वारा किया जाएगा।
- (घ) समायोजित इक्विटी से तात्पर्य भारतीय रुपये में वित्त पोषित इक्विटी और चालू माह के पहले दिन ("संदर्भ तिथि"), नीचे दिए गए तरीके से समायोजित इक्विटी से है जो मूल्यह्रास और थोक मूल्य सूचकांक (डब्ल्यूपीआई) भिन्नताओं के कारण इसके मूल्य में परिवर्तन को प्रतिबिंबित करने के लिए और नियत तिथि के महीने के पहले दिन (वित्तीय समापन प्राप्त करने की तारीख) और संदर्भ तिथि के बीच होने वाली किसी भी संदर्भ तिथि के लिए है;
- (i) वाणिज्यिक संचालन की तारीख (सीओडी) को या उससे पहले, समायोजित इक्विटी भारतीय रुपये में वित्त पोषित और परियोजना पर खर्च की गई इक्विटी के योग के बराबर की राशि होगी, नियत तिथि के महीने के पहले दिन और संदर्भित तिथि के बीच होने वाली डब्ल्यूपीआई की भिन्नता के आधे हिस्से तक संशोधित होगी;
- (ii) सीओडी को, समायोजित इक्विटी के बराबर राशि को आधार माना जाएगा ("आधार समायोजित इक्विटी")।
- (iii) सीओडी के बाद, समायोजित इक्विटी जो यहां आधार समायोजित इक्विटी राशि के बराबर राशि होगी, जो प्रत्येक महीने के शुरू में 0.333% (शून्य दशमलव तीन तीन प्रतिशत) से कम होगी [प्रत्येक वर्ष की प्रति तिमाही 1% (एक प्रतिशत) की कमी] और यह राशि, सीओडी और संदर्भ तिथि के बीच होने वाले डब्ल्यूपीआई में भिन्नता की सीमा तक संशोधित की जाएगी;
- संदेह से बचने के लिए, समाप्ति की स्थिति में, समायोजित इक्विटी की गणना, अंतरण तिथि से तुरंत पहले की संदर्भ तिथि के अनुसार की जाएगी; बशर्ते कि समायोजित इक्विटी में कोई कमी, उस अवधि के बराबर अवधि, यदि कोई हो, जिसके लिए पीपीए अवधि बढ़ाई गई है, के लिए नहीं की जाएगी, लेकिन डब्ल्यूपीआई के कारण संशोधन करना जारी रहेगा।
- (ङ) ऋण देयता का अर्थ है अंतरण तिथि पर भारतीय रुपए में बकाया निम्नलिखित रकम का कुल योग:
- (i) कुल परियोजना लागत ('मूलधन') के वित्तपोषण के लिए वित्त पोषण करारों के तहत वरिष्ठ ऋण दाताओं द्वारा प्रदान की गई ऋण की मूल राशि, लेकिन अंतरण तिथि से पूर्व 2 (दो) वर्षों तक चुकाए जाने वाले मूलधन के किसी भी भाग को छोड़कर;
- (ii) अंतरण तिथि तक उपर्युक्त उप-खंड 5.6.2(ङ)(i) में निर्दिष्ट ऋण के या उससे संबंधित वित्त पोषण करारों के तहत देय सभी उपार्जित ब्याज, वित्त पोषण शुल्क और प्रभार, परंतु इसमें निम्नलिखित शामिल नहीं है: (i) अंतरण तिथि से एक वर्ष पूर्व देय कोई ब्याज, शुल्क या प्रभार, (ii) किसी भी वरिष्ठ ऋणदाता को

वित्तपोषण करारों के तहत देय जुर्माना ब्याज या प्रभार (iii) यूटिलिटी चूक के कारण उत्पन्न प्रभारों के मामले में किसी भी प्रकार के पूर्व-भुगतान प्रभार जो ऋण के त्वरित भुगतान की अदायगी के संबंध में हो, तथा (iv) किसी प्रकार का अनुषंगी ऋण, जो वित्तीय पैकेज में शामिल है और जिसे ऋण दाताओं द्वारा कुल परियोजना लागत के वित्तपोषण के लिए वितरित किया गया है।

परंतु यदि ऋण देयता का पूरा या आंशिक भाग जो वरिष्ठ ऋणदाताओं और/या रियायतग्राही के विकल्प पर इक्विटी में परिवर्तनीय है, तो यह इस करार के प्रयोजनों के लिए ऋण देयता नहीं समझा जाएगा, चाहे ऐसा कोई परिवर्तन न हुआ हो और तत्संबंधी मूलधन का ऐसे निपटान किया जाएगा जैसे ऐसा कोई परिवर्तन किया गया हो।

परंतु यह और कि सीओडी पर या उसके बाद की ऋण देयता, कुल परियोजना लागत के 80% (अस्सी प्रतिशत) से अधिक नहीं होगी।"

5.7 कानून में परिवर्तन

कानून में परिवर्तन के प्रावधान विद्युत मंत्रालय द्वारा दिनांक 22 अक्तूबर, 2021 को अधिसूचित विद्युत (कानून में परिवर्तन के कारण लागत की समय-समय पर वसूली) नियमावली, 2021, समय-समय पर संशोधित, के अंतर्गत होंगे।

6. बोली प्रक्रिया

6.1 खरीददार अथवा उसके प्राधिकृत प्रतिनिधि एकल चरण बोली प्रक्रिया अपनाते हुए इलेक्ट्रॉनिक पद्धति (ई-बोली) के माध्यम से बोलियां आमंत्रित करेगा। खरीददार चाहें तो ई-रिवर्स नीलामी अपना सकते हैं। सफल ट्रेड रिकॉर्ड तथा पर्याप्त सुरक्षा और गोपनीयता की विशेषताओं वाले ई-खरीद प्लेटफॉर्म का उपयोग किया जाएगा। सोलर पार्क विशिष्ट परियोजना के मामले में, बोली प्रक्रिया शुरू होने की सूचना खरीददार द्वारा एसपीपीडी को दी जाएगी। एसपीपीडी को सभी आवश्यक भूमि और अवसंरचना से संबंधित ब्यौरे प्रदान करके बोली प्रक्रिया में सक्रिय रूप से संलग्न होना है और इसे बोली लगाने वालों के लिए केंद्रीकृत डाटा रूम में उपलब्ध कराना है।

6.2 खरीददार अथवा उसके प्राधिकृत प्रतिनिधि नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादकों को इन दिशा-निर्देशों के अनुसार नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत संयंत्रों की संस्थापना के लिए आरएफएस में भाग लेने के लिए आमंत्रित करेगा। खरीददार का सहयोगी भी बोली प्रस्तुत कर सकता है और ऐसे मामलों में खरीददार बोलियां आमंत्रित नहीं करेगा।

6.3 आरएफएस तथा प्रारूप पीपीए सहित बोली दस्तावेज खरीददार द्वारा इन दिशा-निर्देशों तथा एसबीडी के अनुरूप तैयार किया जाएगा। यदि परियोजना को सोलर पार्क में स्थापित करने की आवश्यकता है, तो खरीददार कार्यान्वयन सहायता करार और भूमि संबंधी करारों के प्रारूपों तक बोलीदाताओं के अभिगम की व्यवस्था भी करेगा।

6.4 खरीददार अथवा उसका प्राधिकृत प्रतिनिधि इसके व्यापक प्रचार के लिए कम से कम दो राष्ट्रीय समाचार पत्रों में तथा अपनी वेबसाइट में आरएफएस नोटिस प्रकाशित करेगा।

6.5 खरीददार अथवा उसका प्राधिकृत प्रतिनिधि प्रत्याशित बोलीदाताओं के लिए बोली-पूर्व सम्मेलन का अवसर प्रदान करेगा तथा किसी भी बोलीदाता के लिए निविदा दस्तावेजों की लिखित व्याख्या उपलब्ध कराएगा जिसे सभी अन्य बोलीदाताओं को भी उपलब्ध कराया जाएगा। सभी सम्बद्ध पक्षकार पूरी तरह लिखित पत्राचार पर ही भरोसा करेंगे। बोली दस्तावेजों से संबंधित किसी प्रकार का स्पष्टीकरण या संशोधन को पर्याप्त जानकारी हेतु खरीददार अथवा उसके प्राधिकृत प्रतिनिधि की वेबसाइट पर अपलोड किया जाएगा। बोली दस्तावेजों के संबंध में किसी भी तरह के संशोधन करने या सुधार किए जाने पर बोलीदाताओं को बोलियाँ प्रस्तुत करने के लिए तब से कम से कम 7 दिन का समय दिया जाएगा।

7. आरएफएस दस्तावेज

आरएफएस दस्तावेज में खरीददार अथवा उसके प्राधिकृत प्रतिनिधियों द्वारा किए जाने वाले मानक प्रावधानों में निम्नलिखित शामिल होंगे:

7.1 बोली अनुक्रियता

बोली का मूल्यांकन केवल तभी किया जाएगा जब वह पूर्ण रूप में अनुकूल हो और अन्य बातों के साथ-साथ निम्नलिखित शर्तों को पूरा करे-

- बोलीदाता या उसका कोई भी सहयोगी किसी भी ऋणदाता का जान-बूझकर चूककर्ता न रहा हो।
- बोलीदाता या उसके किसी सहयोगी के खिलाफ ऐसी कोई बड़ी मुकदमेबाजी लंबित न हो या उसकी आशंका न हो, जिससे परियोजना आरंभ करने के लिए बोलीदाता की योग्यता या उपयुक्तता पर संदेह होता हो।

7.2 बोलीदाताओं द्वारा पूरी की जाने वाली आवश्यक योग्यता

7.2.1 तकनीकी मानदंड:

सरकार भागीदारी बढ़ाकर प्रतिस्पर्धा को प्रोत्साहित करना चाहेगी। तथापि, परियोजनाओं का यथोचित कार्यान्वयन सुनिश्चित करने के लिए खरीददार बोलीदाताओं के पिछले अनुभव आदि जैसे तकनीकी मानदंड का उल्लेख कर सकता है। ऐसे मानदंड उन परियोजना उत्पादकों, जिनके द्वारा मानदंड पूरे किए जाने की संभावना हो, की संख्या के मूल्यांकन के बाद तय किए जाने चाहिए ताकि प्रतिस्पर्धा का समुचित स्तर हासिल किया जा सके।

7.2.2 वित्तीय मानदंड

(क) निवल-मूल्य

- (i) खरीददार योग्यता संबंधी अपेक्षा के हिस्से के रूप में निवल मूल्य के रूप में वित्तीय मानदंड निर्दिष्ट करेगा। नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत परियोजनाओं के लिए बोली आमंत्रित किए जाने के वर्ष में निवल मूल्य सीईआरसी बेंचमार्क पूंजी लागत अथवा अनुमानित परियोजना लागत का कम से कम 20 प्रतिशत होना चाहिए।
- (ii) उपरोक्त प्रयोजन के लिए विचारित निवल मूल्य बोलीदाता कंपनी या कंसोर्टियम की संचयी निवल मूल्य होगा, जिसमें बोलीदाता(ओं) के संबद्ध पक्षों की निवल मूल्य शामिल माना जाएगा, जो अपेक्षित इक्विटी फंडिंग में अंशदान करने के प्रति वचनबद्ध हों और बोलीदाता(ओं) के विफल रहने की स्थिति में आरएफएस के अनुसार बैंक गारंटी दे सकते हों।
- (iii) यह स्पष्ट किया जाता है कि इस खंड के लिए विचारित निवल मूल्य कंपनी अधिनियम के अनुसार परिगणित समग्र निवल मूल्य होगा।

(ख) लिक्विडिटी

यह अनिवार्य है कि बोलीदाता के पास पर्याप्त नकदी प्रवाह/आंतरिक संभूतियां/कोई बैंक गारंटी होनी चाहिए, ताकि वह परियोजना के लिए अपेक्षित धन की व्यवस्था कर सके। तदनु रूप, खरीददार उपयुक्त मानदंड का वर्णन कर सकता है, जैसे वार्षिक कारोबार, आंतरिक संसाधन सृजन, बैंक जमा राशियां/ऋण व्यवस्था, बोली क्षमता, आदि।

7.3 जमा की जाने वाली अग्रिम राशि (ईएमडी)

बोलीदाता द्वारा बैंक गारंटी/भुगतान के लिए वचन पत्र/भुगतान आदेश दस्तावेज के रूप में अग्रिम राशि (ईएमडी) की निर्धारित मात्रा जमा करानी होगी। नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक द्वारा निर्धारित अवधि के दौरान पीपीए पर हस्ताक्षर करने में विफल रहने की स्थिति में अग्रिम राशि (ईएमडी) जब्त कर ली जाएगी।

7.4 विदेशी बोलीदाताओं द्वारा एफडीआई कानून का अनुपालन

यदि किसी विदेशी कम्पनी को सफल बोलीदाता के रूप में चुना जाता है, तो उसे भारत में प्रत्यक्ष विदेशी निवेश संबंधी कानूनों और प्रावधानों का अनुपालन करना होगा।

8. बोली जमा कराना और उनका मूल्यांकन

- 8.1 बोलीदाताओं द्वारा कंसोर्टियम के गठन की अनुमति दी जाएगी, जिसके अंतर्गत कंसोर्टियम एक प्रमुख सदस्य की पहचान करेगा, जो बोली प्रक्रिया के दौरान समस्त पत्राचार के लिए एक सम्पर्क बिंदु के रूप में काम करेगा। खरीदार कंसोर्टियम के प्रमुख सदस्य के लिए तकनीकी और वित्तीय मानदंड और लॉक-इन अवधि निर्दिष्ट कर सकता है।
- 8.2 खरीददार अथवा उसके प्राधिकृत प्रतिनिधि बोलियों के मूल्यांकन के लिए एक समिति (मूल्यांकन समिति) का गठन करेगा, जिसमें कम से कम तीन सदस्य होंगे। इनमें से कम से कम एक सदस्य वित्तीय मामलों/ बोली मूल्यांकन में विशेषज्ञ होना चाहिए।
- 8.3 बोलीदाताओं को आरएफएस में निर्दिष्ट अनुसार अप्रतिदेय प्रोसेसिंग शुल्क और/या परियोजना विकास शुल्क जमा कराना पड़ सकता है।
- 8.4 बोलीदाताओं को तकनीकी और मूल्य संबंधी अलग अलग बोलियां जमा करानी पड़ सकती है। बोलीदाताओं को अपनी बोलियों के साथ ईएमडी के रूप में बोली-धरोहर राशि भी जमा करानी पड़ेगी।
- 8.5 तकनीकी बोली का मूल्यांकन यह सुनिश्चित करने के लिए किया जाएगा कि जमा कराई गई बोलियां सभी मूल्यांकन मानदंड के अनुसार आरएफएस दस्तावेज में वर्णित पात्रता मानदंड पूरे करती हैं। मूल्य संबंधी बोलियों का मूल्यांकन केवल उन्हीं बोलियों के संदर्भ में किया जाएगा, जो आरएफएस दस्तावेज में निर्धारित मूल्यांकन मानदंडों को पूरा करती होंगी।
- 8.6 प्रतिस्पर्धा सुनिश्चित करने के लिए क्वालिफाइड बोलीदाताओं की न्यूनतम संख्या दो होनी चाहिए। यदि बोली के तीन प्रयासों के बाद भी क्वालिफाइड बोलीदाता दो से कम होंगे, और खरीददार अथवा उसके प्राधिकृत प्रतिनिधि इससे आगे भी बोली प्रक्रिया जारी रखने का इच्छुक होगा, तो वह समुचित आयोग की सहमति से ऐसा कर सकता है।
- 8.7 मूल्य संबंधी बोली को निरस्त किया जाएगा, यदि इसमें निविदा शर्तों का उल्लंघन किया गया है। इस स्तर पर बोलीदाताओं से सामान्यतः किसी स्पष्टीकरण का अनुरोध नहीं किया जाएगा।

8.8. बोली के मूल्यांकन के लिए खरीददार द्वारा अपनाई जाने वाली बोली मूल्यांकन पद्धति:

- 8.8.1. बोली मूल्यांकन प्रणाली आरएफएस में निर्दिष्ट बोली मानदंड पर आधारित होगी। बोलीदाताओं की रैंकिंग "निम्नतम टैरिफ (एल1)" उद्धृत करने वाले बोलीदाता द्वारा बोली लगाने से शुरू होगी।
- 8.9. बोली के मूल्यांकन और बोली लगाने वाले के चयन की विस्तृत प्रक्रिया आरएफएस में उपलब्ध कराई जाएगी।

9. बोली प्रक्रिया के लिए सूचक समय सारणी

- 9.1 बोली प्रक्रिया में, आरएफएस दस्तावेजों को जारी करने और बोली प्रस्तुत करने की अंतिम तिथि के बीच 22 (बाइस) दिनों की न्यूनतम अवधि दी जाएगी। बोली प्रक्रिया के लिए सूचक समय-सारणी अनुबंध-1 में दी गई है। सामान्य परिस्थितियों में, बोली प्रक्रिया 110 (एक सौ दस) दिनों की अवधि में पूरी हो जानी चाहिए।
- 9.2 खरीददार अनुबंध-1 में बताए गए समय से अधिक समय सीमा दे सकता है और इसे दिशा-निर्देशों के विचलन के रूप में नहीं माना जाएगा।

10. अनुबंध प्रदान करना और समाप्त करना

- 10.1 पीपीए सफल बोलीदाता/परियोजना कंपनी या सफल बोलीदाता द्वारा स्थापित एसपीवी के साथ हस्ताक्षरित होगा।
- 10.2 बोली प्रक्रिया के निष्कर्ष के बाद, आरएफएस बोलियों के मूल्यांकन के लिए गठित मूल्यांकन समिति, विवेचनात्मक रूप से बोलियों का मूल्यांकन करेगी और यह प्रमाणित करेगी कि उपयुक्त रूप से बोली प्रक्रिया और मूल्यांकन आरएफएस के प्रावधानों के अनुरूप किए गए हैं।

- 10.3** पारदर्शिता के प्रयोजन से, खरीददार अथवा उसके प्राधिकृत प्रतिनिधि, पीपीए के निष्पादन के बाद सार्वजनिक रूप से सफल बोलीदाता (ओं) के नामों और घटकों के ब्यौरे, यदि कोई है, के साथ उनके द्वारा अंकित टैरिफ को अभिव्यक्त करेगा। यह सार्वजनिक अभिव्यक्ति कम-से-कम 30 दिनों के लिए खरीददार की वेबसाइट पर डालकर, की जाएगी।
- 10.4** अधिनियम के प्रावधानों के अधीन, खरीददार अधिनियम की धारा 63 के अनुसार उपयुक्त आयोग द्वारा टैरिफ को अपनाने के लिए उपयुक्त आयोग से संपर्क करेगा।
- 10.5** सफल बोलीदाताओं को एलओए लाभार्थियों से सहमति प्राप्त करने के बाद अथवा विद्युत अधिनियम, 2003 के तहत केंद्रीय सरकार द्वारा अधिसूचित नियमों के अनुसार जारी किया जाएगा, और उपयुक्त आयोग द्वारा टैरिफ को अपनाने के बाद खरीददार द्वारा सफल बोलीदाताओं के साथ पीपीए पर हस्ताक्षर किए जाएंगे।

11. गारंटी

नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादक खरीददार को आरएफएस और पीपीए की शर्तों के अनुसार निम्नलिखित गारंटी देगा:

- 11.1 जमा की गई अग्रिम धनराशि (ईएमडी)** का निर्धारण खरीददार द्वारा किया जाएगा (जो बोली आमंत्रण वाले वित्त वर्ष के लिए केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग द्वारा निर्धारित नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत परियोजना की लागत या अनुमानित परियोजना लागत के 2 (दो) प्रतिशत से ज्यादा नहीं होगा। आरएफएस के उत्तर के साथ निम्नलिखित रूप से प्रस्तुत किया जाएगा:

क) बैंक गारंटी(यां)

या

ख) नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक द्वारा चूक की स्थिति में “आदेश पर भुगतान दस्तावेज”/वचन पत्र, जो निविदा शर्तों के संदर्भ में, भारतीय अक्षय ऊर्जा विकास एजेंसी (इरेडा)/पावर फाइनेंस कॉर्पोरेशन लिमिटेड (पीएफसी)/आरईसी लिमिटेड (आरईसी) से भुगतान के लिए होगा।

“आदेश पर भुगतान दस्तावेज” से तात्पर्य निविदा शर्तों/विद्युत खरीद समझौते (पीपीए) के अनुसार संदर्भ में नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक द्वारा चूक की स्थिति में भारतीय अक्षय ऊर्जा एजेंसी (इरेडा) या पावर फाइनेंस कॉर्पोरेशन लि. (पीएफसी) या आरईसी लि. (आरईसी) [नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय/विद्युत मंत्रालय के अंतर्गत तीन गैर-बैंकिंग वित्तीय संस्थाएं] से भुगतान के लिए वचन पत्र से है। ऐसे पत्र(त्रों) का प्रभाव किसी सार्वजनिक क्षेत्र के बैंक द्वारा जारी बैंक गारंटी के समान होगा। ऐसे “भुगतान के लिए आदेश दस्तावेज” में किसी सार्वजनिक क्षेत्र के बैंक द्वारा दी गई निबंधन और शर्तें होंगी और खरीददार की मांग पर नियत समय से भुगतान करने का वादा होगा। नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक उपरोक्त तीनों गैर-बैंकिंग संस्थाओं (इरेडा, पीएफसी और आरईसी) को देय प्रतिभूति का प्रस्ताव करके ऐसे पत्र(त्रों) की मांग कर सकते हैं। खरीददार इरेडा, पीएफसी और आरईसी के अलावा किसी अन्य गैर-बैंकिंग वित्तीय संस्था से उपरोक्तानुसार या किसी अन्य रूप में ‘वचन पत्र’ स्वीकार नहीं करेंगे।

“भुगतान आदेश पत्र” (“पेमेंट ऑन ऑर्डर इंस्ट्रुमेंट”) का तात्पर्य भारतीय नवीकरणीय ऊर्जा विकास एजेंसी लि. (इरेडा) या पावर फाइनेंस कॉर्पोरेशन लि. (पीएफसी) या नवीकरणीयसी लि. (नवीकरणीयसी) [नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय (एमएनआरई)/विद्युत मंत्रालय (एमओपी) के अंतर्गत तीन गैर-बैंकिंग वित्तीय संस्थान] से निविदा शर्तों/विद्युत क्रय करार (पीपीए) के संदर्भ में नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक से हुई चूक की स्थिति में भुगतान करने के लिए वचन पत्र से है। इस तरह के पत्र (पत्रों) का प्रभाव किसी भी सार्वजनिक क्षेत्र के बैंक द्वारा जारी बैंक गारंटी के समान ही होगा। इस तरह के “भुगतान आदेश पत्र” में किसी भी सार्वजनिक क्षेत्र के बैंक द्वारा रखी गई बैंक गारंटी के समान नियम और शर्तें होंगी और निर्धारित समय के भीतर खरीददार को भुगतान करने का वादा किया जाएगा। उपरोक्त तीन गैर-बैंकिंग वित्तीय संस्थानों (इरेडा, पीएफसी और आरईसी) को विधिवत् प्रतिभूति प्रदान करके नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक ऐसे पत्रों की मांग कर सकते हैं। खरीददार इरेडा, पीएफसी और नवीकरणीयसी को छोड़कर किसी भी अन्य गैर-बैंकिंग वित्तीय संस्थानों या बैंक से उपर्युक्त उल्लिखित या कोई अन्य “लेटर ऑफ अंडरटेकिंग (वचनबद्धता पत्र)” दस्तावेज स्वीकार नहीं करेगा।

11.2 निष्पादन बैंक गारंटी (पीबीजी)/निष्पादन गारंटी (पीजी)

11.2.1 निष्पादन गारंटी (पीजी) का निर्धारण खरीददार द्वारा किया जाएगा [लेकिन यह खरीददार द्वारा निर्दिष्ट स्थान होने पर केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग द्वारा बोली आमंत्रित किये जाने वाले साल में परियोजना लागत के 4% (चार प्रतिशत) से अधिक और नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक द्वारा स्थान का चयन किये जाने की स्थिति में 5 प्रतिशत (पांच प्रतिशत) या अनुमानित परियोजना लागत से अधिक नहीं होना चाहिए]; जिसे पीपीए पर हस्ताक्षर करते समय निम्नलिखित रूप में प्रस्तुत किया जाएगा:

क. बैंक गारंटी(यां)

अथवा

ख. नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक द्वारा चूक की स्थिति में "आदेश पर भुगतान दस्तावेज" / वचन पत्र, जो निविदा शर्तों के संदर्भ में भारतीय अक्षय ऊर्जा विकास एजेंसी (इरेडा)/पावर फाइनेंस कॉर्पोरेशन लि. (पीएफसी)/आरईसी लिमिटेड (आरईसी) से भुगतान के लिए होगा।

11.2.2 इन दिशानिर्देशों में जहां कहीं भी निष्पादन बैंक गारंटी (पीबीजी) का उल्लेख है, वह बैंक गारंटी या दिशानिर्देशों के अनुसार उपलब्ध कराए गए तत्संबंधी विकल्पों के रूप में निष्पादन गारंटी (पीजी) मानी जाएगी।

11.2.3 अन्य उपायों के अलावा, नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक को विद्युत खरीद समझौते में निर्दिष्ट प्रावधानों के संदर्भ में किसी तरह का नुकसान होने/देयताएं उत्पन्न होने पर इस पीबीजी का नकदीकरण किया जा सकेगा। परियोजना के चालू हो जाने के 45 दिनों के भीतर उत्पादक को पीबीजी लौटा दी जाएगी। यदि आंशिक रूप से चालू की जाती है, तो चालू की गई आंशिक क्षमता के अनुरूप ऐसे आंशिक रूप से चालू किए जाने के 45 दिनों के भीतर पीबीजी जारी की जाएगी।

11.2.4 यदि नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक, विद्युत खरीद समझौते (पीपीए) के सन्दर्भ में नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक द्वारा चूक की स्थिति उत्पन्न होने पर बैंक गारंटी के स्थान पर भारतीय अक्षय ऊर्जा विकास एजेंसी लि. (इरेडा) या पावर फाइनेंस लि. (पीएफसी) या आरईसी लि. (आरईसी) से भुगतान के लिए "भुगतान आदेश दस्तावेज"/वचन पत्र प्रस्तुत करने में सक्षम है तो खरीददार नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक द्वारा प्रस्तुत की गई निष्पादन बैंक गारंटी (पीबीजी) के रूप में बैंक गारंटी अवमुक्त कर सकता है। नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक ऐसे पत्र(त्रों) की मांग उपरोक्त तीनों गैर-बैंकिंग संस्थाओं (इरेडा, पीएफसी और आरईसी) से उचित जमा राशि की पेशकश करके कर सकते हैं ताकि खरीदकर्ता(ओं) को पहले ही किये गए वादे के अनुसार उनकी बैंक गारंटियों के स्थान पर अन्य गारंटी दी जा सके।"

12. वित्तीय समाप्ति

(क) नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक पीपीए की शर्तों के अनुसार, सोलर पार्क में लगाये जाने के लिए निर्दिष्ट परियोजनाओं के लिए, विद्युत खरीद समझौते के निष्पादन की तारीख से 9 (नौ) महीनों में और जो परियोजनाएं सोलर पार्क में लगाये जाने के लिए निर्दिष्ट नहीं हैं, उनके लिए, विद्युत खरीद समझौते के निष्पादन की तारीख से 12 (बारह) महीनों में वित्तीय समापन हासिल कर लेगा। तथापि, यदि किसी कारण से, वित्तीय समापन हासिल करने की समयावधि को इन दिशा-निर्देशों में दी गई समयावधि से कम रखने की जरूरत है, खरीदार ऐसा कर सकता है।

(ख) ऐसा न होने पर खरीदार पीबीजी का नकदीकरण कर सकता है बशर्ते कि देरी का कारण खंड 3.2.1 और खंड 3.2.2 के अनुसार खरीदार द्वारा जमीन के आवंटन में देरी रहा हो या सरकार द्वारा जमीन के आवंटन में देरी रहा हो, न कि नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक के कृत्य/अकृत्य अथवा किसी अप्रत्याशित कारण से हो। तथापि, केवल नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक के अनुरोध पर वित्तीय समापन के लिए खरीददार द्वारा और समय देने के बारे में विचार किया जा सकता है जो तभी किया जाएगा जब नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक पीपीए निर्दिष्ट जुर्माने का भुगतान कर दे। इस विस्तार का एससीडी पर कोई असर नहीं पड़ेगा और जो भी जुर्माना दिया गया होगा वह एससीडी की अवधि में नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक के सफलतापूर्वक चालू होने पर बिना व्याज के लौटा दिया जाएगा।

इन दिशा-निर्देशों में निहित किसी व्यवस्था के बावजूद, उपयुक्त आयोग द्वारा टैरिफ को स्वीकार किए जाने में किसी प्रकार की देरी, 60 (साठ) दिनों से अधिक की होने पर, वित्तीय समापन में तदनुसार विस्तार दिया जायेगा।

13. न्यूनतम चुकता शेयर पूंजी का प्रमोटर द्वारा रखा जाना:

13.1 सफल बोलीदाता अगर एकल कंपनी हो तो उसे यह सुनिश्चित करना होगा कि एसपीवी/पीपीए पर दस्तखत करने वाली कंपनी में उसकी हिस्सेदारी सीओडी (जिसे अनुच्छेद 15 में परिभाषित किया गया है) की तारीख से 1 वर्ष पहले खरीदा गया है खरीददार की पूर्वानुमति के बिना किसी भी समय 51 (इक्यावन) प्रतिशत से नीचे न पहुंचे। अगर सफल बोलीदाता कंपनियों का समूह हो तो इस स्थिति में एसपीवी/पीपीए पर दस्तखत करने वाली परियोजना कंपनी में समूह की कंपनियों की संयुक्त हिस्सा पूंजी खरीददार की पूर्वानुमति के बिना सीओडी से 1 (एक) साल पहले किसी भी वक्त 51% से नीचे नहीं पहुंचनी चाहिए। सफल बोलीदाता को यह सुनिश्चित करना होगा कि उसके प्रमोटर सीओडी से 1 (एक) साल पहले तक खरीददार की अनुमति के बिना बोलीदाता कंपनी/कंपनियों के समूह पर अपना नियंत्रण खत्म न होने दें। ऐसी स्थिति में यह भी जरूरी होगा कि सफल बोलीदाता अपने प्रमोटरों और उनकी हिस्सा पूंजी के बारे में खरीददार के साथ विद्युत खरीद समझौते पर दस्तखत करने से पहले सूचनाएं उपलब्ध करा दें।

13.2 सीओडी से 1 (एक) साल पूरा हो जाने के बाद हिस्सा पूंजी में कोई भी बदलाव खरीददार को सूचना देकर किया जा सकता है।

13.3 अगर नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक ने किसी ऋणदाता(ओं) की देनदारी चुकाने में चूक की हो तो ऋणदाता को इस बात का अधिकार होगा कि खरीददारों की सहमति से "प्रमोटर बदल सकें"।

14. चालू करना

14.1 आंशिक रूप से चालू करना:

खरीददार को परियोजना का आंशिक रूप से चालू होना इस शर्त के साथ स्वीकार्य होगा कि पहली बार और दूसरी बार में चालू होने वाली न्यूनतम क्षमता 50 मेगावाट होगी और इससे पीपीए में चालू नहीं हुए हिस्से किसी तरह के जुर्माना लगाने के प्रावधान पर कोई प्रतिकूल असर नहीं पड़ेगा। लेकिन आंशिक रूप से चालू होने की वजह से एससीडी में फेरबदल नहीं होगा। आंशिक रूप से चालू होने या पूर्ण रूप से चालू होने की तारीखें चाहे जो भी हों, पीपीए एससीडी से 25 (पच्चीस) साल के लिए लागू रहेगा।

14.2 समय पूर्व चालू होना:

नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक को एससीडी से भी पहले परियोजना को पूर्ण रूप से या आंशिक रूप से चालू करने की इजाजत होगी। पूर्व आंशिक कमीशनिंग के मामलों में, एससीडी तक खरीददार उत्पादन को एससीडी तक के लिए पीपीए में निर्धारित शुल्क के 75% (पचहत्तर प्रतिशत) की दर से खरीद सकता है। लेकिन अगर एससीडी से पहले ही परियोजना समूची क्षमता चालू हो जाए तो खरीददार पीपीए में दी गई दरों से खरीद सकता है।

14.3. चालू होने की समय अनुसूची:

- (i) सोलर पार्क में लगाए जाने के लिए निर्दिष्ट परियोजनाएं, पीपीए के निष्पादन की तारीख से 15 (पंद्रह) महीनों की अवधि में चालू हो जानी चाहिए और जो परियोजनाएं सोलर पार्क में लगाए जाने के लिए निर्दिष्ट नहीं हैं, उन्हें पीपीए के निष्पादन की तारीख से 18 (अठारह) महीनों की अवधि में चालू हो जानी चाहिए। तथापि, यदि किसी कारण से, पूर्वनिर्धारित निष्पादन अवधि को इन दिशा-निर्देशों में दी गई समयावधि से कम रखने की जरूरत है, तो खरीददार ऐसा कर सकता है। इन दिशा-निर्देशों के खंड 5.4 के अधीन, चालू करने की निर्धारित तारीख के बाद विलंब से चालू होने पर नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक पर निम्नलिखित जुर्माना लागू होगा:

- (क) चालू होने में एस.सी.डी. से छह महीने तक की देरी होने पर, निष्पादन बैंक गारंटी (पी.बी.जी.) का नकदीकरण, दैनिक आधार पर और चालू नहीं हुई क्षमता के अनुपात में किया जाएगा।

(ख) चालू होने में एस.सी.डी. से छह महीने में ज्यादा की देरी होने पर, इन दिशा-निर्देशों के खंड 5.6 के अनुसार, उत्पादक की चूक माना जाएगा और अनुबंधित क्षमता एस.सी.डी.+ 6 (छः) महीने तक घटी हुई मानी जाएगी। चालू नहीं हुई शेष क्षमता के लिए पी.पी.ए. को रद्द कर दिया जाएगा।

- (ii) खरीददार द्वारा स्थान निर्धारित किए जाने की स्थिति में नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक को भूमि का हस्तांतरण करने में होने वाली किसी प्रकार की देरी पर, वित्तीय समापन और पूर्वनिर्धारित निष्पादन तारीख को भी तदनुसार आगे बढ़ाया जाएगा, बशर्ते कि खंड 3.2.1(क) के प्रावधानों के अनुसार अधिकतम विस्तारित अवधि, बकाया 10 प्रतिशत भूमि के हस्तांतरण की तारीख बीत जाने के बाद से शुरू हो रही एक वर्ष की अवधि तक सीमित होगी।

इन दिशानिर्देशों में निहित किसी व्यवस्था के बावजूद, उपयुक्त आयोग द्वारा टैरिफ को स्वीकार किए जाने में किसी प्रकार की देरी 60 (साठ) दिनों में अधिक की होने पर, परियोजना शुरू होने की तिथि में तदनुरूप विस्तार दिया जायेगा।

15. वाणिज्यिक संचालन की तारीख (सीओडी):

वाणिज्यिक संचालन की तारीख वह तारीख होगी जिस दिन परियोजना या उसके आखिरी चरण के पूरी क्षमता से सफलतापूर्वक चालू हो जाने पर उसे प्रवर्तन प्रमाण पत्र प्रदान किया जाएगा।

16. ट्रांसमिशन संपर्क

- 16.1 नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत संयंत्र को अंतर-संपर्क को ध्यान में रखकर इस तरह से डिजाइन किया जाएगा कि यह (क) पूलिंग सब स्टेशन से जुड़ जाए जहाँ एसटीयू/सीटीयू सब-स्टेशन से पहले अन्य परियोजनाओं का भी संपर्क कायम होता है; या (ख) एसटीयू/सीटीयू सब-स्टेशन के साथ समर्पित ट्रांसमिशन लाइन के जरिए उपयुक्त वोल्टेज स्तर पर सीधा संपर्क, जैसा कि खरीददार द्वारा निर्दिष्ट है, बोली लगाने संबंधी दस्तावेज में संबद्ध सब-स्टेशन और ट्रांसमिशन लाइनों के निर्माण के लिए उत्तरदायी संगठन का स्पष्ट उल्लेख होना चाहिए, कार्यान्वयन व्यवस्था और निकासी प्रणाली के डिजाइन के अनुसार ट्रांसमिशन लाइनों और एसटीयू/सीटीयू से पहले के सब-स्टेशनों की पूंजी लागत का भुगतान या तो नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक द्वारा सीधे कर दिया जाएगा या एसपीपीडी अथवा किसी दूसरी कार्यान्वयन एजेंसी द्वारा किया जाएगा। इसकी वसूली नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक से सीधे तौर पर एकमुश्त या कई वर्षों की किश्तों में की जाएगी।

- 16.2 जिन मामलों में खरीददार द्वारा परियोजना स्थल विनिर्दिष्ट नहीं किया गया है उनमें एसटीयू/सीटीयू के स्वामित्व वाली ट्रांसमिशन प्रणाली के साथ ट्रांसमिशन संपर्क और पहुंच कायम करने की जिम्मेदारी नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक की होगी और यह कार्य नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक के खर्च पर होगा।

- 16.3 जिन मामलों में खरीददार द्वारा निर्दिष्ट परियोजना स्थल कोई सोलर पार्क नहीं है वहां खरीददार ट्रांसमिशन संपर्क और पहुंच की सुविधा कायम करने की जिम्मेदारी और लागत नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक द्वारा उठायी जाएगी।

- 16.4 जिन मामलों में खरीददार परियोजना लगाने के लिए किसी सोलर पार्क का उल्लेख करता है सीटीयू/एसटीयू द्वारा परियोजना को शुरू करने में विलंब के लिए किसी कानून या नियम के तहत लगाया जाने वाला जुर्माना, दंड और शुल्क उस सीमा तक नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक द्वारा देय होगा जहां तक देरी की वजह नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत उत्पादक हो और बाकी खरीददार को देना होगा।

- 16.5 मीटरिंग प्वाइंट वह स्थान है जहां पर खरीददार को सप्लाय की जाने वाली बिजली का मापन किया जाएगा। यह स्थान एसटीयू/सीटीयू सब-स्टेशन का लो वोल्टेज बस बार होगा। सोलर पार्क के मामले में मीटरिंग प्वाइंट फाइनल इन्वेक्शन वाला एसटीयू/सीटीयू सब-स्टेशन होगा जिसके साथ तमाम पूलिंग सब-स्टेशनों का इंटरनल ट्रांसमिशन जुड़ा रहेगा। परियोजना और मीटरिंग प्वाइंट के बीच हवीलिंग चार्ज और नुकसान समेत तमाम खर्च नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादक उठाएगा और खरीददार इसके लिए किसी तरह कर प्रतिपूर्ति नहीं करेगा। हवीलिंग चार्ज और नुकसान समेत मीटरिंग प्वाइंट से आगे के ट्रांसमिशन और विरण जैसे तमाम खर्चों का भुगतान खरीददार करेगा। सीटीयू/एसटीयू द्वारा खर्चों को उनकी क्षमता के अनुपात में या बुनियादी ढांचे का साझा उपयोग

करते हुए परियोजना के मानकीय उत्पादन के अनुसार सीधे परियोजना के बिलों में शामिल किये जाने की शामिल किये जाने की व्यवस्था की जाएगी। या फिर एसपीपीडी के पक्ष में बिल बनाया जाएगा जो इसकी सीधी वसूली खरीददार या नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादक से करेगा जिसके लिए नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादक खरीददार से प्रतिपूर्ति प्राप्त कर सकता है।

17. तकनीकी विनिर्देश

परियोजनाओं को पूरा करने और टेक्नोलॉजी संबंधी जोखिमों को कम करने के लक्ष्य को प्राप्त करने के लिए खरीददार वाणिज्यिक रूप से सुस्थापित और कार्यरत टेक्नोलॉजी को बढ़ावा देगा। नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत परियोजनाओं के विस्तृत तकनीकी मानदंड एमएनआरई में समय-समय पर बताए जाएंगे। वर्तमान मानदंड संलग्नक-II में दिए गए हैं।

18. दिशा-निर्देशों में परिभाषित प्रक्रिया से विचलन

अगर इन दिशा-निर्देशों और/या एसबीडीज से कोई विचलन हो तो उसके लिए उपयुक्त आयोग की मंजूरी लेना आवश्यक होगा। उपयुक्त आयोग इसकी मंजूरी देगा या बोली दस्तावेज में एक निश्चित समय-सीमा में संशोधन करने को कहेगा जो 90 दिन से ज्यादा नहीं होगी।

19. मध्यस्थता

केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग के उपयुक्त आयोग होने की स्थिति में कोई ऐसा विवाद उत्पन्न होने पर जिसमें किसी बदलाव या शुल्क की दरों के निर्धारण या शुल्क संबंधी कोई मामला शामिल हो, या जिससे शुल्क में आंशिक या पूर्ण रूप से बदलाव आता हो तो ऐसे विवाद का फैसला सीईआरसी द्वारा किया जाएगा। अन्य सभी विवादों का समाधान भारतीय मध्यस्थता और समझौता अधिनियम, 1996 के अंतर्गत पंच फैसले से किया जाएगा। केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग के उपयुक्त आयोग होने की स्थिति में सभी विवादों का समाधान सीईआरसी द्वारा किया जाएगा या सीईआरसी उन्हें मध्यस्थता से निपटाने के लिए भेज देगा।

20. दिशा-निर्देशों के बारे में स्पष्टीकरण और संशोधन

अगर इन दिशा-निर्देशों के किसी प्रावधान को लागू करने या दिशा-निर्देशों की व्याख्या अथवा इनमें संशोधन में कोई अड़चन आती है तो नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय को इस बात का अधिकार है कि वह मंत्री, नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा, के अनुमोदन से यह कार्य पूरा करे। इस संबंध में सभी संबद्ध पक्ष किसी भी निर्णय को मानने को बाध्य होंगे।

हेमंत कुमार पाण्डेय, मुख्य अभियन्ता (आर एंड आर)

अनुबंध-I

अनुबंध-I - बोली प्रक्रिया के लिए समय-सारणी

| क्र.सं. | कार्य वृत्तांत | शून्य तिथि से व्यतीत समय |
|---------|---|--------------------------|
| 1 | आरएफएस, परियोजना विशिष्ट प्रारूप विद्युत क्रय करार व अन्य प्रारूप परियोजना करार को जारी करने की तारीख। | शून्य तारीख |
| 2 | बोली स्पष्टीकरण, सम्मेलन, स्थल सहित परियोजना के सभी विशिष्ट विवरण साझा करने के लिए ऑनलाइन डाटा कक्ष खोलना, यदि खरीददार द्वारा उल्लेखित हो और आरएफएस में संशोधन किया गया हो। | ** |
| 3 | आरएफएस बोली प्रस्तुत करना | 22 दिन |
| 4 | बोलियों का मूल्यांकन और एलओआई जारी करना | 110 दिन |
| 5 | पीपीए पर हस्ताक्षर | 170 दिन |

****आरएफएस दस्तावेज में किसी बदलाव के मामले में, खरीददार इन दिशा-निर्देशों के खंड 6.5 के अनुसार बोलीदाताओं को अतिरिक्त समय देगा।**

टिप्पणी: यह स्पष्ट किया जाता है कि अगर खरीददार बोली लगाने की प्रक्रिया में किसी कार्य में विलंब की वजह से उसे पूरा करने के लिए किसी कार्य के लिए बोलीदाता को अतिरिक्त समय देता है तो इस अतिरिक्त समय को इन दिशा-निर्देशों में किसी भी तरह का विचलन नहीं माना जाएगा।

MINISTRY OF POWER

RESOLUTION

New Delhi, the 26th August, 2022

Guidelines for Tariff Based Competitive Bidding Process for Procurement of Power from Grid Connected RE Power Projects for utilisation under scheme for flexibility in Generation and Scheduling of Thermal/ Hydro Power Stations through bundling with Renewable Energy and Storage power

No. 09/11/2021-RCM-Part(1).—

1. PREAMBLE

1.1. Background

1.1.1. Promotion of competition in the electricity industry in India is one of the key objectives of the Electricity Act, 2003 ('Act'). Power purchase costs constitute the largest cost element for distribution licensees. Competitive procurement of electricity by the distribution licensees is expected to reduce the overall cost of procurement of power and facilitate development of power markets. Internationally, competition in wholesale electricity markets has led to reduction in prices of electricity and in significant benefits for consumers.

1.1.2. Sections 61 & 62 of the Act provide for tariff regulation and determination of tariff of generation, transmission, wheeling and retail sale of electricity by the Appropriate Commission. As per proviso of Section 61 read with Section 178(2) of the Electricity Act, 2003, the Terms and Conditions for Tariff determination from Renewable Energy Sources Regulations, 2012 were framed by the Central Electricity Regulatory Commission (CERC) in February, 2012. Further, Section 63 of the Act states that –

"Notwithstanding anything contained in Section 62, the Appropriate Commission shall adopt the tariff if such tariff has been determined through transparent process of bidding in accordance with the guidelines issued by the Central Government."

1.1.3. Section 10 of the Electricity Act provides that a generating company may supply electricity to any licensee in accordance with the Act and rules and regulations made thereunder and may, subject to the regulations made under sub-section (2) of Section 42, supply electricity to any consumer.

1.1.4. Ministry of Power, vide letter dated 05th April 2018, introduced a detailed mechanism for allowing Flexibility in Generation and Scheduling of Thermal Power Stations. The objective of the mechanism was to promote bundling of cheaper Renewable Energy (RE) with costlier Thermal Power and to promote Renewable Purchase Obligation (RPO) of Distribution Licensees. Subsequently, MoP vide order dated 12.04.2022, revised the Scheme for flexibility in generation and scheduling of Thermal/ Hydro Power Stations through bundling with Renewable Energy and Storage Power.

1.2. Objectives

1.2.1. The specific objectives of these Guidelines are as follows:

- a) To promote competitive procurement of electricity from RE power plants, by thermal/ hydro generators for utilisation under Flexibility scheme for Scheduling of Thermal/ Hydro Power Stations through bundling with Renewable Energy and Storage Power, to reduce emission;
- b) To facilitate transparency and fairness in procurement processes.

- c) To provide standardization and uniformity in processes and a risk-sharing framework between various stakeholders, involved in the RE power procurement under Flexibility scheme, thereby encouraging investments, enhanced bankability of the Projects and profitability for the investors.

2. SCOPE OF THE GUIDELINES

2.1. Applicability of Guidelines:

- 2.1.1. These Guidelines are being issued under the provisions of Section 63 of the Electricity Act, 2003 for long term procurement of electricity by the 'Procurers', from grid-connected RE Power Projects ('Projects'), having individual size of **5 MW and above**, through competitive bidding.

Explanation:

- a) '**Procurer**': The term 'Procurer', as the context may require, shall mean the thermal/hydro generating company.
- b) '**Authorised Representative of the Procurer**': In cases, where the Power Purchase Agreement (PPA) signing entity and the agency carrying out the tendering/bidding process are different, the agency carrying out the tendering / bidding process shall be deemed to be the Authorized Representative of the 'Procurer' and be responsible for carrying out the bidding process till the selection of the successful bidder, in accordance with these Guidelines. Authorised representative shall be a Central Govt. approved third party appointed by the Procurer. No trading margin shall be payable to Authorised Representative.

- 2.1.2. Unless explicitly specified in these Guidelines, the provisions of these Guidelines shall be binding on the Procurer and the Authorised Representative of the Procurer. The process to be adopted in event of any deviation proposed from these Guidelines is specified in Clause 18 of these Guidelines.

2.2. Appropriate Commission:

- 2.2.1. Subject to the provisions of the Act, the regulatory commission under whose jurisdiction the Thermal/ Hydro generating station whose power is proposed to be replaced shall be the Appropriate Commission for the purpose of these bidding guidelines.

3. PREPARATION FOR INVITING BID AND PROJECT PREPAREDNESS

3.1. Conditions to be met by Procurer

The Procurer shall meet the following conditions:

3.1.1. Bid Documentation:

- a) Procurer to decide on solar or wind power procurement and prepare the bid documents [consisting of Model Request for Selection (RfS) Document, Model Power Purchase Agreement (PPA)] in accordance with these Guidelines, except as provided in sub clause (c) below.
- b) Inform the Appropriate Commission about the initiation of the bidding process.
- c) Seek approval of the Appropriate Commission for deviations, if any, in the draft RfS and draft PPA, from these Guidelines and/or SBDs in accordance with the process described in Clause 18 of these Guidelines.
 - i. However, till the time the SBDs are notified by the Central Government, for purpose of clarity, if the Procurer while preparing the draft RfS, draft PPA, and other Project agreements provides detailed provisions that are consistent with the Guidelines, such detailing will not be considered as deviations from these Guidelines even though such details are not provided in the Guidelines.
 - ii. Further, in case of an ongoing bidding process, if the bids have already been submitted by bidders prior to the notification of these Guidelines and/or SBDs, then if there are any deviations between these Guidelines and/or the SBDs and the proposed RfS, PPA, the RfS, PPA shall prevail.

- d) Procure the following clearances, as relevant:
 - i. In case of procurement from Projects to be located at a site to be specified by the Procurer, clearance by the relevant authority of the draft land lease or other land related agreements consistent with the draft PPA, and other Project agreements.
 - ii. clearance by the agency developing the Solar Park [**'Solar Power Park Developer' (SPPD)**] for draft Implementation Agreement, consistent with the draft PPA, in case of a procurement from Projects to be located in Solar Parks specified by the Procurer.

3.1.2. Site-related Project preparatory activities including clearances:

In order to ensure timely commencement of supply of electricity being procured and to convince the bidders about the irrevocable intention of the Procurer, it is necessary that various Project preparatory activities as mentioned in Clauses 3.2.1 and 3.2.2 of these Guidelines are completed in time.

3.2. Arrangements related to site

As specified in the bidding documents to be issued by the Procurers, the Project may be set up either at the Project site specified by the Procurer, or at the Project site selected by the RE Power Generator.

3.2.1. Project site specified by the Procurer: The Procurer may choose to locate the Project at a specified site and the same may be specified by the Procurer in the bidding documents. In such cases, to ensure timely commencement of supply of electricity, the Procurer shall ensure that various Project preparatory activities as indicated below have been initiated by the Procurer before issuance of the RfS. These activities would be required to be completed prior to the PPA being executed.

- a) Land: Identification of 100% (hundred per cent) land and provision of documents/ agreements to indicate in-principle availability of at least 25% (twenty-five per cent) of land at the initiation of bidding, and possession of 90% (ninety per cent) of land within 1 (one) months of the execution of the PPA and the balance 10% (ten per cent), within 2 (two) months thereafter.
- b) No Objection Certificate (NOC)/Environmental Clearance (if applicable) for the Project.
- c) Forest Clearance (if applicable) for the land for the Project.
- d) Approval for Water from the concerned authority (if applicable) required for the Project.
- e) A letter from the STU/CTU confirming technical feasibility of connectivity of plant to STU/CTU substation, except for the cases where the concerned STU/CTU has notified, sub-station wise spare capacities for feasibility of connectivity.

3.2.2. Project site specified by the Procurer in a Solar Park: The Procurer may choose to locate the Project in a concentrated zone characterized with proper infrastructure and access to amenities (**'Solar Park'**) and the same may be specified by the Procurer in the bidding documents. The Solar Park shall be developed as per the "Guidelines for Development of Solar Parks" issued by MNRE as amended from time to time. Notwithstanding this, to ensure timely commencement of supply of electricity, the Procurer shall ensure that various Project preparatory activities as indicated above in Clause 3.2.1. (a) to (e), have been initiated and completed by the concerned SPPD as per the timelines mentioned therein. In addition to above, the responsibilities of the Solar Power Park Developer shall flow from the "Guidelines for Development of Solar Parks", developed by MNRE and Implementation Support Agreement, which defines the relationship between the Solar Power Park Developer and the Solar Power Generator.

3.2.3. Project site selected by the RE Power Generator: In case the Procurer does not specify a site or in a Solar Park and the Project site is selected by the RE Power Generator, to ensure timely completion and commencement of supply of power, the bidder would be required to

submit documents in respect of matters as mentioned below, as per the time schedule specified in the bidding documents:

- a) **Land acquisition:** Submission of documents/Lease Agreement to establish possession/right to use 100% (hundred per cent) of the required land in the name of the RE Power Generator for a period not less than the complete term of the PPA, on or before the Scheduled Commissioning Date (SCD). Wherever leasing of private land is involved, the lease should allow transfer of land lease rights to the lenders or Procurer, in case of default of the RE Power Generator.”
- b) No Objection Certificate (NoC)/Environmental Clearance (if applicable) for the Project.
- c) Forest Clearance (if applicable) for the land for the Project.
- d) Approval for Water from the concerned authority (if applicable) required for the Project.
- e) A letter from State Transmission Utility (STU)/Central Transmission Utility (CTU) [or Solar Power Park Developer, in case of selected site being a solar park] confirming technical feasibility of connectivity of the plant to STU/CTU substation. If the Project site is located in the same State as the Procurer/End Procurer, State Govt. shall endeavor to provide necessary support to facilitate the connectivity of the plant to STU/CTU substation.

4. BID STRUCTURE

4.1. Bid Package: The bids will be designed in terms of a package. The minimum size of a package should be 50MW, in order to have economies of scale. The bidder has to quote for an entire package. The Procurer may also choose to specify the maximum capacity that can be allotted to a single bidder including its Affiliates keeping in mind factors such as economies of scale, land availability, expected competition and need for development of the market.

4.2. Bids in Power/Energy Terms: The Procurer may choose to invite the bids in (a) Power Capacity (MW) terms or (b) Energy Quantity (kWh or million units i.e. MU) terms.

4.3. Bidding Parameters: For procurement of electricity, ‘Tariff as Bidding Parameter’ shall be applicable.

4.3.1. Tariff as the Bidding Parameter: The Procurer may select either of the following kinds of tariff based Bidding: (a) fixed tariff in Rs./kWh for the term of PPA or (b) escalating tariff in Rs./kWh with pre-defined quantum of annual escalations fixed in Rs./kWh and number of years from which such fixed escalation will be provided.

5. POWER PURCHASE AGREEMENT

The draft PPA proposed to be entered into with the successful bidder shall be issued along with the RfS. Standard provisions to be incorporated as part of this PPA shall include *inter alia* the following:

5.1. PPA Period: As the PPA period influences the tariff by determining the period over which the investment is returned to the investor/ RE Power Developer the PPA period should thus be not less than 25 (twenty-five) years from the date of the Scheduled Commissioning Date (SCD), based on the balance life of thermal/hydro plant. The RE Power Generators are free to operate their plants after the expiry of the PPA period in case the arrangements with the land and infrastructure owning agencies, the relevant transmission utilities and system operators so provide. It is hereby clarified that in cases where the Project site is specified by the Procurer to be located either in a Solar Park or otherwise, the responsibility of the Procurers to arrange for the land in terms of Clauses 3.2.1 and 3.2.2 shall be limited for the PPA period.

5.2. Quantum of Power/ Energy to Be Procured: The procurement of power shall be in power (MW) terms or in energy (kWh or Million Units, i.e. MU) terms. RE Power Generator, if desires, is free to install energy storage system for meeting the requirements specified by thermal/hydro generator.

5.2.1. Procurement in Power Terms (MW):

- a) In case of procurement in power (MW) terms, the range of Capacity Utilisation Factor (CUF) will be indicated in the bidding documents. Calculation of CUF will be on yearly basis. In case the project generates and supplies energy less than the energy corresponding to the minimum CUF, the RE Power Generator will be liable to pay to the Procurer, penalty for the shortfall in availability below such contracted CUF level. The amount of such penalty will be in accordance with the terms of the PPA, which shall ensure that the Procurer is offset for all potential costs associated with low generation and supply of power under the PPA, subject to a minimum of 25% (twenty-five per cent) of the cost of this shortfall in energy terms, calculated at PPA tariff.
- b) In case the availability is more than the maximum CUF specified, the RE Power Generator will be free to sell it to any other entity provided first right of refusal will vest with the Procurer(s). In case the Procurer purchases the excess generation, the same may be done at 75% (seventy-five per cent) of the PPA tariff, and provision to this effect shall be clearly indicated in the RfS document.

5.2.2. Re-powering: The RE Power Generators will be free to re-power their plants from time to time during the PPA duration. However, the Procurer will be obliged to buy power only within the range of CUF (or CEQ, as relevant), specified in the PPA. Any excess generation will be dealt as specified in clause 5.2.1(b) of these Guidelines.

5.3. Payment Security: The Procurer shall provide adequate payment security measures, as specified below.

The Procurer shall provide payment security to the RE Power Generator through:

Revolving Letter of Credit (LC) of an amount not less than 1 (one) month's average billing from the Project under consideration;

or

as prescribed in the rules notified by the Central Government under Electricity Act, 2003, if any.

5.4. Force Majeure

5.4.1. Definition of Force Majeure: A 'Force Majeure' (FM) would mean one or more of the following acts, events or circumstances or a combination of acts, events or circumstances or the consequence(s) thereof, that wholly or partly prevents or unavoidably delays the performance by the Party (the **Affected Party**) of its obligations under the relevant Power Purchase Agreement, but only if and to the extent that such events or circumstances are not within the reasonable control, directly or indirectly, of the Affected Party and could not have been avoided if the Affected Party had taken reasonable care or complied with Prudent Utility Practices.

5.4.2. Categorisation of Force Majeure Events:**5.4.2.1. Natural Force Majeure Event**

- a) Act of God, including, but not limited to lightning, drought, fire and explosion (to the extent originating from a source external to the site), earthquake, volcanic eruption, landslide, flood, cyclone, typhoon or tornado if it is declared / notified by the competent state / central authority / agency (as applicable), or verified to the satisfaction of Procurer;
- b) radioactive contamination or ionising radiation originating from a source in India or resulting from another Force Majeure Event mentioned above excluding circumstances where the source or cause of contamination or radiation is brought or has been brought into or near the Power Project by the Affected Party or those employed or engaged by the Affected Party;

- c) the discovery of geological conditions, toxic contamination or archaeological remains on the Project land that could not reasonably have been expected to be discovered through an inspection of the Project land; or
- d) any event or circumstances of a nature analogous to any of the foregoing.

5.4.2.2. Non-Natural Force Majeure Event

- a) any act of war (whether declared or undeclared), invasion, armed conflict or act of foreign enemy, blockade, embargo, revolution, riot, insurrection, terrorist or military action;
- b) nation/state-wide strike, lockout, boycotts or other industrial disputes which are not directly and solely attributable to the actions of the Affected Party, but does not include strike or labour unrest limited to the Affected Party or its contractors;
- c) nationalisation or any compulsory acquisition by any Indian Governmental Instrumentality/ State Government in national interest or expropriation of any material Project assets or rights of the Generator, as a result of which the Generator or its shareholders are deprived (wholly or partly) of their rights or entitlements under the Power Purchase Agreement. Provided that such action does not constitute remedies or sanctions lawfully exercised by the Procurer or any other Government Authority as a result of any breach of any of the Applicable Laws or the Applicable Permits by the Generator or the Generator related parties;
- d) action of a Government Authority having Material Adverse Effect including but not limited to change in law, only if consequences thereof cannot be dealt with under and in accordance with the provisions of Clause 5.7 of these Guidelines; any unlawful or unauthorised or without jurisdiction revocation of, or delay in, or refusal, or failure to renew or grant without valid cause, any Permits of the Generator or any of the clearance, licence, authorization to be obtained by the Contractors to perform their respective obligations under the relevant PPA and/or the Project Documents; provided that such delay, modification, denial, refusal or revocation did not result from the Generator's or any Contractors inability or failure to comply with any condition relating to grant, maintenance or renewal of such Permits or clearance, licence, authorization, as the case may be.

Clarification: The phrase "Change in Law" would include changes brought out through change in Law, Rules, Regulations or orders of competent authorities.

5.4.3. Force Majeure Exclusions

5.4.3.1. Force Majeure shall not include (i) any event or circumstance which is within the reasonable control of the Parties and (ii) the following conditions, except to the extent that they are consequences of an event of Force Majeure:

- a) Unavailability, late delivery, or changes in cost of the plant, machinery, equipment, materials, spare parts or consumables for the Power Project;
- b) Delay in the performance of any contractor, sub-contractor or their agents;
- c) Non-performance resulting from normal wear and tear typically experienced in power generation materials and equipment;
- d) Strikes at the facilities of the Affected Party;
- e) Insufficiency of finances or funds or the agreement becoming onerous to perform; and
- f) Non-performance caused by, or connected with, the Affected Party's:
 - i. Negligent or intentional acts, errors or omissions;
 - ii. Failure to comply with an Indian Law; or
 - iii. Breach of, or default under this Agreement.

5.4.4. Notification of Force Majeure Event

- 5.4.4.1.** The Affected Party shall give notice to the other Party of any event of Force Majeure as soon as reasonably practicable, but not later than seven (7) days after the date on which such Party knew or should reasonably have known of the commencement of the event of Force Majeure. If an event of Force Majeure results in a breakdown of communications rendering it unreasonable to give notice within the applicable time limit specified herein, then the Party claiming Force Majeure shall give such notice as soon as reasonably practicable after reinstatement of communications, but not later than one (1) day after such reinstatement.
- 5.4.4.2.** Provided that such notice shall be a pre-condition to the Affected Party's entitlement to claim relief under the PPA. Such notice shall include full particulars of the event of Force Majeure, its effects on the Party claiming relief and the remedial measures proposed. The Affected Party shall give the other Party regular (and not less than weekly) reports on the progress of those remedial measures and such other information as the other Party may reasonably request about the Force Majeure Event.
- 5.4.4.3.** The Affected Party shall give notice to the other Party of (i) the cessation of the relevant event of Force Majeure; and (ii) the cessation of the effects of such event of Force Majeure on the performance of its rights or obligations under the PPA, as soon as practicable after becoming aware of each of these cessations.

5.4.5. Performance Excused

- 5.4.5.1.** The Affected Party, to the extent rendered unable to perform its obligations or part of the obligation thereof under the PPA as a consequence of the Force Majeure Event, shall be excused from performance of the obligations, provided that the period shall not exceed 180 (one hundred and eighty) Days from the date of issuance of the FM Notice. The Parties may mutually agree to extend the period for which performance is excused due to a Force Majeure Event.
- 5.4.5.2.** For the time period, as mutually agreed by the Parties, during which the performance shall be excused, the generator shall be entitled for a day-to-day extension of the period provided for Financial Closure or Scheduled Commissioning Period or the PPA period, as the case may be.
- 5.4.5.3.** Provided always that a Party shall be excused from performance only to the extent reasonably warranted by the Force Majeure Event.
- 5.4.5.4.** Provided further that, nothing shall absolve the Affected Party from any payment obligations accrued prior to the occurrence of the underlying Force Majeure Event.

5.4.6. No Liability for Other Losses

Save as otherwise provided in these Guidelines, no Party shall be liable in any manner, whatsoever, to the other Parties in respect of any Loss relating to or arising out of the occurrence or existence of any Force Majeure Event.

5.4.7. Resumption of Performance

During the period that a Force Majeure Event is subsisting, the Affected Party shall, in consultation with the other Parties, make all reasonable efforts to limit or mitigate the effects of such Force Majeure Event on the performance of its obligations under the PPA. The Affected Party shall also make efforts to resume performance of its obligations under this Agreement as soon as possible and upon resumption, shall notify other Parties of the same in writing. The other Parties shall afford all reasonable assistance to the Affected Party in this regard.

5.4.8. Termination Due to Force Majeure Event**5.4.8.1. Termination due to Natural Force Majeure Event**

- a) If, prior to the completion of the 180 (one hundred and eighty) Day period (or any extended period) for a Natural Force Majeure Event commencing from the date of

issuance of the Force Majeure Notice, the Parties are of the reasonable view that a Natural Force Majeure Event is likely to continue beyond such 180 (one hundred and eighty) Day period or any extended period agreed in pursuance of Article 5.4.5 (Performance Excused); or that it is uneconomic or impractical to restore the affected Unit, then the Parties may mutually decide to terminate the PPA, and the termination shall take effect from the date on which such decision is taken.

- b) Without prejudice to the provisions of Article 5.4.8.1(a) above, the Affected Party shall, after the expiry of the period of 180 (one hundred and eighty) Days or any other mutually extended period, be entitled to forthwith terminate the PPA in its sole discretion by issuing a notice to that effect.
- c) On termination of the PPA pursuant to Article 5.4.8.1(b):
 - i. no Termination Compensation shall be payable to the generator.
 - ii. the Generator shall be eligible for undisputed payments under outstanding Monthly Bill(s), before the occurrence of Force Majeure Event.

5.4.8.2. Termination due to Non-Natural Force Majeure Event

- a) Upon occurrence of a Non-Natural Force Majeure Event, the Generator shall, at its discretion, have the right to terminate the PPA forthwith after the completion of the period of 180 (one hundred and eighty) Days from the date of the Force Majeure Notice.
- b) Notwithstanding anything in Article 5.4.6, on termination of the PPA pursuant to Article 5.4.8.2(a):
 - i. the Procurer shall pay to the Generator, 'Force Majeure Termination Compensation' equivalent to the amount of the Debt Due and the 110% (one hundred and ten per cent) of the Adjusted Equity, as defined in these Guidelines, and takeover the Project assets.
 - ii. the Generator shall be eligible for undisputed payments under outstanding Monthly Bill(s), before the occurrence of Force Majeure Event."

5.5. Generation Compensation for Offtake Constraints:

5.5.1. Offtake constraints due to Transmission Infrastructure / Grid Unavailability:

After the scheduled commissioning date, if the plant is ready but the necessary power evacuation/ transmission infrastructure is not ready, for reasons not attributable to the RE Power Generator, then SCD for such projects may be revised as the date as on 30th day subsequent to the readiness of the Delivery Point and power evacuation infrastructure. Decision on requisite extension on account of the above factor shall be taken by Procurer on case-to-case basis after examining the issue.

Or

The RE Power Generator may seek compensation as per extant Central Electricity Regulatory Commission (CERC) Regulations.

5.5.2. Offtake constraints due to Backdown

- a) The RE Power Generator and the Procurer shall follow the forecasting and scheduling process as per the regulations in this regard by the Appropriate Commission. No RE power plant qualified as must-run power plant defined as per Electricity (Promotion of Generation of Electricity from Must-Run Power Plant) Rules 2021, duly commissioned, shall be directed to back down by the procurer as per provisions of the Rules. In case such eventuality of Backdown arises, except for the cases where the Backdown is on account of events like consideration of grid security or safety of any equipment or personnel or other such conditions, the RE Power Generator shall be eligible for a Minimum Generation Compensation, from the Procurer, in the manner detailed below.

| Duration of Backdown | Provision for Generation Compensation |
|---|--|
| Hours of Backdown during a monthly billing cycle. | <p><i>Minimum Generation Compensation =</i> <i>100% of [(Average Generation per hour during the month) × (number of backdown hours during the month) × PPA Tariff]</i> <i>Where, Average Generation per hour during the month (kWh) =</i> <i>Total generation in the month (kWh) ÷ Total hours of generation in the month</i></p> |

- b) The Generation Compensation is to be paid as part of the energy bill for the successive month after receipt of Regional Energy Accounts (REA). Possible conditions for exclusion of Generation Compensation, on account of Backdown purposes, shall be clearly specified in the RfS and the PPA.
- c) No back-down / curtailment to be ordered without giving formal/ written instruction for the same.

5.6.EVENT OF DEFAULT AND THE CONSEQUENCES THEREOF

While detailed provisions with regard to the event of default of the concerned parties and its resulting consequences shall be detailed in the SBDs, this clause lays down the broad principles of contractually dealing with the default of the RE Power Generator and the Procurers (excluding the Intermediary Procurer).

5.6.1.Generator Event of Default and the consequences thereof:

- a) In the event the RE Power Generator is unable to commission the plant within the stipulated time period, or fails to supply power in terms of the PPA, or assigns or novates any of its rights or obligations contrary to the terms of the PPA, or repudiates the PPA, or effectuates a change in control or shareholding of its promoters in breach of the provisions of the PPA, or commits any other acts or omissions as laid down in the PPA and is also unable to cure any of the aforesaid within the cure period, as may be provided in the PPA, the RE Power Generator shall be construed to be in default.
- b) Upon being in default, the RE Power Generator shall be liable to pay to the Procurer, damages, as provided in these Guidelines in Clause 14.3 for failure to commission within stipulated time and Clause 5.2.1(a) for failure to supply power in terms of the PPA. For other cases, pay to the Procurer, damages, equivalent to 6 (six) months, or balance PPA period whichever is less, of charges for its contracted capacity. The Procurer shall have the right to recover the said damages by way of forfeiture of bank guarantee, if any, without prejudice to resorting to any other legal course or remedy.
- c) In addition to the levy of damages as aforesaid, in the event of a default by the RE Power Generator, the lenders shall be entitled to exercise their rights of substitution, in accordance with the substitution agreement provided in the PPA and in concurrence with the Procurers. However, in the event the lenders are unable to substitute the defaulting RE Power Generator within the stipulated period, the Procurer may terminate the PPA and acquire the Project assets for an amount equivalent to 90% of the debt due, failing which, the lenders may exercise their mortgage rights and liquidate the Project assets.”

5.6.2.Procurer Event of Default and the consequences thereof:

- a) If the Procurer is in default on account of reasons including inter alia failure to pay the monthly and/or supplementary bills within the stipulated time period or repudiation of the PPA, the defaulting Procurer shall, subject to the prior consent of the RE Power Generator, novate its part of the PPA to any third party, including its Affiliates within the stipulated period.

- b) In the event the aforesaid novation is not acceptable to the RE Power Generator, or if no offer of novation is made by the defaulting Procurer within the stipulated period, then the RE Power Generator may terminate the PPA and at its discretion, require the defaulting Procurer to either (i) takeover the Project assets by making a payment of the termination compensation equivalent to the amount of the debt due and the 110% (one hundred and ten per cent) of the adjusted equity as defined below, less Insurance Cover, if any, or, (ii) pay to the RE Power Generator, damages, equivalent to 6 (six) months, or balance PPA period, whichever is less, of charges for its contracted capacity, with the Project assets being retained by the RE Power Generator.
- c) In the event of termination of PPA, any damages or charges payable to the STU/CTU, for the connectivity of the plant, shall be borne by the Procurer.
- d) Adjusted Equity means the Equity funded in Indian Rupees and adjusted on the first day of the current month (the "Reference Date"), in the manner set forth below, to reflect the change in its value on account of depreciation and variations in Wholesale Price Index (WPI), and for any Reference Date occurring between the first day of the month of Appointed Date (the date of achievement of Financial Closure) and the Reference Date;
 - i. On or before Commercial Operation Date (COD), the Adjusted Equity shall be a sum equal to the Equity funded in Indian Rupees and expended on the Project, revised to the extent of one half of the variation in WPI occurring between the first day of the month of Appointed Date and Reference Date;
 - ii. An amount equal to the Adjusted Equity as on COD shall be deemed to be the base (the "Base Adjusted Equity");
 - iii. After COD, the Adjusted Equity hereunder shall be a sum equal to the Base Adjusted Equity, reduced by 0.333% (zero point three three three percent) thereof at the commencement of each month following the COD [reduction of 1% (one percent) per quarter of an year] and the amount so arrived at shall be revised to the extent of variation in WPI occurring between the COD and the Reference Date;

For the avoidance of doubt, the Adjusted Equity shall, in the event of termination, be computed as on the Reference Date immediately preceding the Transfer Date; provided that no reduction in the Adjusted Equity shall be made for a period equal to the duration, if any, for which the PPA period is extended, but the revision on account of WPI shall continue to be made.

- e) Debt Due means the aggregate of the following sums expressed in Indian Rupees outstanding on the Transfer Date:
 - i. The principal amount of the debt provided by the Senior Lenders under the Financing Agreements for financing the Total Project Cost (the 'Principal') but excluding any part of the principal that had fallen due for repayment 2 (two) years prior to the Transfer Date;
 - ii. All accrued interest, financing fees and charges payable under the Financing Agreements on, or in respect of, the debt referred to in sub-clause 5.6.2(e)(i) above until the Transfer Date but excluding: (i) any interest, fees or charges that had fallen due one year prior to the Transfer Date, (ii) any penal interest or charges payable under the Financing Agreements to any Senior Lender, (iii) any pre-payment charges in relation to accelerated repayment of debt except where such charges have arisen due to Utility Default, and (iv) any Subordinated Debt which is included in the Financial Package and disbursed by lenders for financing the Total Project Cost.

Provided that if all or any part of the Debt Due is convertible into Equity at the option of Senior Lenders and/or the Concessionaire, it shall for the purposes of this Agreement be

deemed not to be Debt Due even if no such conversion has taken place and the principal thereof shall be dealt with as if such conversion had been undertaken.

Provided further that the Debt Due, on or after COD, shall in no case exceed 80% (eighty percent) of the Total Project Cost.”

5.7. CHANGE IN LAW

The provisions for Change in law shall be in accordance with the Electricity (Timely Recovery of Costs due to Change in Law) Rules, 2021 notified by MoP on 22nd October 2021 and amendments thereof issued from time to time.

6. BIDDING PROCESS

- 6.1.** The Procurer or its authorised representatives shall call for the bids adopting a single stage bidding process to be conducted through Electronic mode (e-bidding). The Procurers may adopt e-reverse auction if it so desires. E-procurement platforms with a successful track record and with adequate safety, security and confidentiality features will be used. In case of a Solar Park specific Project, intimation about the initiation of the bidding process shall be given by the Procurer to the SPPD. The SPPD has to engage actively in the bidding process by providing all the necessary land and infrastructure related details and making the same available in centralized data rooms accessible to bidders.
- 6.2.** The Procurer or its authorised representatives shall invite the RE Power Generators to participate in the RfS for installation of RE Power Plants in terms of these Guidelines. Affiliate of the procurer can also submit the bid and in such cases the Procurer shall not invite bids.
- 6.3.** The bidding documents including the RfS and the draft PPA shall be prepared by the Procurer in consonance with these Guidelines and the SBDs. The Procurer shall also arrange the access of the bidders to the drafts of Implementation Support Agreement and land related agreements, in case the Project is required to be set up in a Solar Park.
- 6.4.** The Procurer or its authorised representatives shall publish the RfS notice in at least two national newspapers and its own website to accord wide publicity.
- 6.5.** The Procurer or its authorised representatives shall provide opportunity for pre-bid conference to the prospective bidders, and shall provide written interpretation of the tender documents to any bidder which shall also be made available to all other bidders. All the concerned parties shall rely solely on the written communication. Any clarification or revision to the bidding documents shall be uploaded on the website of the Procurer or its authorised representatives for adequate information. In the event of the issuance of any revision or amendment of the bidding documents, the bidders shall be provided a period of at least 7 (days) therefrom, for submission of bids.

7. RFS DOCUMENT

The standard provisions to be provided by the Procurer or its authorised representatives in the RfS shall include the following:

7.1. Bid Responsiveness

The bid shall be evaluated only if it is responsive and satisfies conditions including *inter-alia* ~

- bidder or any of its Affiliates is not a wilful defaulter to any lender
- there is no major litigation pending or threatened against the bidder or any of its Affiliates which are of nature that could cast a doubt on the ability or the suitability of the bidder to undertake the Project.

7.2. Qualification requirements to be met by the bidders:

7.2.1. Technical Criteria:

The Government would like to encourage competition by way of increased participation. However, in order to ensure proper implementation of the Projects, the Procurer may choose to specify Technical Criteria such as past experience of the bidders etc. Such criteria should be set after an assessment of the number of project developers that are expected to meet the criteria so that an adequate level of competition is achieved.

7.2.2. Financial Criteria:**a) Net-worth:**

- i. The Procurer shall specify financial criteria in the form of net-worth as a part of the qualification requirement. The net-worth requirement should be at least 20% (twenty per cent) of the CERC Benchmark Capital Cost, if any, for RE power projects for the year in which bids are invited or the estimated project cost.
- ii. The net worth to be considered for the above purpose will be the cumulative net-worth of the bidding company or consortium together with the networth of those Affiliates of the bidder(s) that undertake to contribute the required equity funding and performance bank guarantees in case the bidder(s) fail to do so in accordance with the RfS.
- iii. It is clarified that the networth to be considered for this clause will be the total networth as calculated in accordance with the Companies Act.

b) Liquidity:

It is necessary that the bidder has sufficient cash flow/ internal accruals/ any bank reference to manage the fund requirements for the Project. Accordingly, the Procurer may also stipulate suitable parameters such as annual turnover, internal resource generation, bank references/ line of credit, bidding capacity, etc.

7.3. Quantum of the Earnest Money Deposit (EMD)

Quantum of the Earnest Money Deposit (EMD) in the form of a bank guarantee/ letter of undertaking to pay/ Payment of Order Instrument, to be furnished by the bidders. The EMD shall stand forfeited in the event of failure of the RE Power Generator to execute the PPA within the stipulated time period”.

7.4. Compliance of FDI Laws by foreign bidders

In case a Foreign Company is selected as the successful bidder, it shall comply with all the laws and provisions related to Foreign Direct Investment in India.

8. BID SUBMISSION AND EVALUATION

- 8.1.** Formation of consortium by bidders shall be permitted, in which case the consortium shall identify a lead member which shall be the contact point for all correspondences during the bidding process. The Procurer may specify technical and financial criteria, and lock in requirements for the lead member of the consortium.
- 8.2.** The Procurer or its authorised representatives shall constitute committee for evaluation of the bids (**Evaluation Committee**), with at least three members, including at least one member with expertise in financial matters/bid evaluation.
- 8.3.** The bidders may be required to submit non-refundable processing fee and/or project development fee as specified in the RfS.
- 8.4.** The bidders shall be required to submit separate technical and price bids. The bidders shall also be required to furnish necessary bid-guarantee in the form of an EMD along with the bids.
- 8.5.** The technical bids shall be evaluated to ensure that the bids submitted meet the eligibility criteria set out in the RfS document on all evaluation parameters. Only the bids that meet the evaluation criteria set out in the RfS shall be considered for further evaluation on the price bids.
- 8.6.** To ensure competitiveness, the minimum number of qualified Bidders should be two. If the number of qualified bidders is less than two, even after three attempts of bidding, and the Procurer or its authorised representatives still wants to continue with the bidding process, the same may be done with the consent of the Appropriate Commission.
- 8.7.** The price bid shall be rejected, if it contains any deviation from the tender conditions. No clarifications shall normally be requested from bidders at this stage.

8.8. Bid evaluation methodology to be adopted by the Procurer for evaluating the bids:

8.8.1. The bid evaluation mechanism shall be on the basis of the bidding criteria as specified in the RfS. Ranking of the bidders will start from the bidder quoting the “lowest tariff (L1)”.

8.9. The detail procedure for evaluation of the bid and selection of the bidder shall be provided for in the RfS.

9. INDICATIVE TIME TABLE FOR BID PROCESS

9.1. In the bidding process, a minimum period of 22 (twenty-two) days shall be allowed between the issuance of RfS documents and the last date of bid submission. The indicative timetable for the bidding process is indicated in Annexure-I. In normal circumstances, the bidding process is likely to be completed in a period of 110 (one hundred ten) days.

9.2. The Procurer may give extended timeframe than indicated in the Annexure-I and this shall not be construed as deviation to the Guidelines.

10. CONTRACT AWARD AND CONCLUSION

10.1. The PPA shall be signed with the successful bidder/ project company or an SPV formed by the successful bidder.

10.2. After the conclusion of bidding process, the Evaluation Committee constituted for evaluation of RfS bids shall critically evaluate the bids and certify as appropriate that the bidding process and the evaluation has been conducted in conformity to the provisions of the RfS.

10.3. For the purpose of transparency, the Procurer or its authorised representatives shall, after the execution of the PPA, publicly disclose the name(s) of the successful bidder(s) and the tariff quoted by them together with breakup into components, if any. The public disclosure shall be made by posting the requisite details on the website of the Procurer for at least 30 (thirty) days.

10.4. Subject to provisions of the Act, the Procurer shall approach the Appropriate Commission for adoption of tariffs by the Appropriate Commission in terms of Section 63 of the Act.

10.5. LoA shall be issued to successful bidders after getting consent from beneficiaries or in accordance with rules notified by the Central Government under Electricity Act, 2003, and PPA shall be signed by the procurer with the successful bidders after the adoption of tariff by the Appropriate Commission.

11. GUARANTEES

The RE Power Generator shall provide the following guarantees to the Procurer in terms of the RfS and the PPA:

11.1. Earnest Money Deposit (EMD), to be fixed by the Procurer, [but not to be more than 2% (two per cent) of the estimated capital cost of the RE power project, as determined by CERC, if any, for the financial year in which the bids are invited or the estimated project cost], to be submitted along with response to RfS, in the form of:

a) Bank Guarantee(s);

OR

b) "Payment on Order instrument" / Letter of Undertaking, to pay in case situation of default of RE power generator in terms of tender condition arises, from Indian Renewable Energy Development Agency (IREDA)/ Power Finance Corporation Limited (PFC)/ REC Limited (REC).

"Payment on Order instrument" means Letter of Undertaking from Indian Renewable Energy Development Agency Limited (IREDA) or Power Finance Corporation Limited (PFC) or REC Limited (REC) [the three non-banking financial institutions under Ministry of New & Renewable Energy (MNRE)/ Ministry of Power (MoP)], to pay in case situation of default of RE power generator in terms of tender conditions/Power Purchase Agreement (PPA) arises. Such Letter(s) will have same effect as that of a Bank Guarantee issued by any public sector bank. Such "Payment on Order instrument" would have terms and conditions similar to that of any Bank Guarantee given by any public sector bank and would promise to pay the Procurer

on demand within stipulated time. RE power generators can seek such Letters(s) by offering due security to the above mentioned three non-banking financial institutions mentioned above (IREDA, PFC & REC). Procurer(s) shall not accept the instrument of 'Letter of Undertaking' as described above or in any other form, from any other non-banking financial institutions or bank, except IREDA, PFC & REC.

11.2. Performance Bank Guarantee (PBG)/ Performance Guarantee (PG)

11.2.1. Performance Guarantee (PG), to be fixed by the Procurer [but not to be more than 4% (four per cent), in case of site specified by the Procurer, and 5% (five per cent), in case of site selected by the RE Power Generator, of the Project cost, as determined by CERC, if any, for the financial year in which the bids are invited or the estimated project cost] to be submitted at the time of signing of the PPA, in the form of:

a) Bank Guarantee(s);

OR

b) "Payment on Order instrument"/Letter of Undertaking to pay in case situation of default of RE power generator in terms of Power Purchase Agreement (PPA) arises, from Indian Renewable Energy Development Agency (IREDA)/Power Finance Corporation Limited (PFC) and REC Limited (REC);

11.2.2. Performance Bank Guarantee (PBG) wherever mentioned in these guidelines shall refer to Performance Guarantee (PG) in the form of Bank Guarantee or alternatives provided thereto as per these Guidelines.

11.2.3. In addition to the other remedies, this PBG can be encashed to recover any damages/dues of the RE Power Generator in terms of the PPA. PBG shall be returned to the generator within 45 days of the commissioning of the project. In case of part commissioning, PBG, corresponding to the part capacity commissioned, should be released within 45 days of such part-commissioning.

11.2.4. Procurer(s) may release the Bank Guarantees submitted by a RE Power Generator as 'Performance Bank Guarantee (PBG)' if the RE Power Generator is able to replace the same with "Payment on Order instrument"/Letter(s) of Undertaking from Indian Renewable Energy Development Agency Limited (IREDA) or Power Finance Corporation Limited (PFC) or REC Limited (REC) to pay in case situation of default of RE Power Generator in terms of Power Purchase Agreement (PPA) arises. RE Power Generators can seek such Letters(s) by offering due security to the above mentioned three non-banking financial institutions (IREDA, PFC & REC) for seeking replacement of their Bank Guarantees already pledged with the Procurer(s)."

12. FINANCIAL CLOSURE

a) RE Power Generator shall attain the financial closure in terms of the PPA, within 9 (nine) months from the date of execution of the Power Purchase Agreement for projects specified to be set up in Solar park, and within 12 (twelve) months from the date of execution of the Power Purchase Agreement, for projects not specified to be set up in Solar park. However, if for any reason, the time period for attaining the financial closure needs to be kept smaller than that provided in these Guidelines, the Procurer can do the same.

b) Failing the aforesaid, the Procurer shall encash the PBG unless the delay is on account of delay in allotment of land by the Procurer in terms of Clause 3.2.1 and Clause 3.2.2 or delay in allotment of land by the Government not owing to any action or inaction on the part of the RE Power Generator or caused due to a Force Majeure. An extension for the attainment of the financial closure can however be considered by the Procurer, on the sole request of the RE Power Generator, on payment of a penalty as specified in the PPA. This extension will not have any impact on the SCD. Any penalty paid so, shall be returned to the RE Power Generator without any interest on achievement of successful commissioning within the SCD.

Notwithstanding anything contained in these Guidelines, any delay in adoption of tariff by the Appropriate Commission, beyond 60 (sixty) days, shall entail a corresponding extension in financial closure.”

13. MINIMUM PAID UP SHARE CAPITAL TO BE HELD BY THE PROMOTER

- 13.1. The successful bidder, if being a single company, shall ensure that its shareholding in the SPV/project company executing the PPA shall not fall below 51% (fifty-one per cent) at any time prior to 1 (one) year from the COD (as defined in Clause 15), except with the prior approval of the Procurer. In the event the successful bidder is a consortium, then the combined shareholding of the consortium members in the SPV/project company executing the PPA, shall not fall below 51% at any time prior to 1 (one) year from the COD, except with the prior approval of the Procurer. Further, the successful bidder shall ensure that its promoters shall not cede control of the bidding company/ consortium till 1 (one) year from the COD, except with the prior approval of the Procurer. In this case it shall also be essential that the successful bidder shall provide the information about its promoters and their shareholding to the Procurer before signing of the PPA with Procurer.
- 13.2. Any change in the shareholding after the expiry of 1 (one) year from the COD can be undertaken under intimation to Procurer.
- 13.3. In the event the RE Power Generator is in default to the lender(s), lenders shall be entitled to undertake “**Substitution of Promoter**” in concurrence with the Procurers.

14. COMMISSIONING

14.1. Part Commissioning:

Part commissioning of the Project shall be accepted by Procurer subject to the condition that the Minimum Capacity for acceptance of first and subsequent part(s) commissioning shall be 50 MW, without prejudice to the imposition of penalty, in terms of the PPA on the part which is not commissioned. However, the SCD will not get altered due to part-commissioning. Irrespective of dates of part commissioning or full commissioning, the PPA will remain in force for a period of 25 (twenty-five) years from the SCD.

14.2. Early Commissioning:

The RE Power Generator shall be permitted for full commissioning as well as part commissioning of the Project even prior to the SCD. In cases of early part-commissioning, till SCD, the Procurer may purchase the generation till SCD, at 75% (seventy-five per cent) of the PPA tariff. However, in case the entire capacity is commissioned prior to SCD, the Procurer may purchase the generation at PPA Tariff.

14.3. Commissioning Schedule:

- i. The projects shall be commissioned, within a period of 15 (fifteen) months from the date of execution of the PPA, for projects specified to be set up in Solar park, and within a period of 18 (eighteen) months from the date of execution of the PPA, for projects not specified to be set up in Solar park. However, if for some reason, the scheduled commissioning period needs to be kept smaller than that provided in these Guidelines, the Procurer can do the same. Subject to clause no. 5.4 of these Guidelines, delay in commissioning, beyond the Scheduled Commissioning Period shall involve penalties, on the RE Power Generator, as detailed below:
 - a) For Delay in commissioning upto 6 (six) months from SCD, encashment of Performance Bank Guarantee (PBG) on per day basis and proportionate to the capacity not commissioned.
 - b) For Delay in commissioning beyond six months from SCD, Generator Event of Default, as per clause 5.6.1 of these Guidelines, shall be considered to have occurred and the contracted capacity shall stand reduced to the project capacity commissioned upto SCD + 6 (six) months. The PPA for the balance capacity not commissioned shall be terminated.
- ii. In case of site specified by the Procurer, any delay in handing over land to the RE Power Generator in accordance with the given timelines, shall entail a corresponding

extension in financial closure and scheduled commissioning date, provided that the maximum extension shall be limited to a period of 1 year commencing from the expiry of date of handing over of balance 10% of land in terms of Clause 3.2.1 (a).

Notwithstanding anything contained in these Guidelines, any delay in adoption of tariff by the Appropriate Commission, beyond 60 (sixty) days, shall entail a corresponding extension in scheduled commissioning date.”

15. COMMERCIAL OPERATION DATE (COD):

Commercial Operation Date (COD) shall be the date on which the commissioning certificate is issued upon successful commissioning of the full capacity of the Project or the last part capacity of the Project as the case may be.

16. TRANSMISSION CONNECTIVITY

- 16.1.** The RE Power Plant shall be designed for inter-connection with (a) a Pooling Substation where other projects also inter-connect prior to the STU / CTU substation or, (b) directly with the STU / CTU substation; through a dedicated transmission line at the appropriate voltage level, as specified by the Procurer. The entity responsible for the construction of the relevant substation and transmission lines shall be clearly specified in the bidding documents. Depending on the implementation arrangements and design of the evacuation system, the capital costs of the transmission lines and substations prior to the STU / CTU substation may either be directly paid by the RE Power Generator, or paid by the SPPD or another implementation agency and claimed from the RE Power Generator as directly attributed or apportioned and recovered in lump sum or as payments over the years.
- 16.2.** In cases, where the Project site is not specified by the Procurer, the responsibility of getting Transmission Connectivity and Access to the transmission system owned by the STU / CTU will lie with the RE Power Generator and shall be at the cost of RE Power Generator.
- 16.3.** In cases, where the Project site specified by the Procurer is not in a Solar Park, the Procurer could choose to require the RE Power Generator to bear the responsibility and cost of getting Transmission Connectivity and Access.
- 16.4.** In cases where the Procurer specifies a solar park where the Project is to be located, penalties, fines and charges imposed by the CTU/ STU under any statute or regulation in relation to delay in commissioning of Project shall be payable by the RE Power Generator to the extent the delay is attributable to the RE Power Generator and the balance by the Procurer.
- 16.5.** The Metering Point, which is the point at which energy supplied to the Procurer shall be measured, shall be the low voltage bus bar of the STU / CTU substation. In case of solar parks, the metering point is the final evacuation STU / CTU substation with which the internal transmission from all the pooling substations is connected. All expenses including wheeling charges and losses between the Project and the Metering Point shall be paid by the RE Power Generators without any reimbursement by the Procurer. All expenses including wheeling charges and losses in relation to the transmission and distribution beyond the Metering Point shall be borne by the Procurers. Arrangements shall be put in place for either the CTU / STU to bill these expenses directly to the Projects in proportion to their capacity or the normative generation from Projects sharing common infrastructure or to bill the SPPD which may recover the same directly from the Procurer or from the RE Power Generator who may in turn seek reimbursement from the Procurer.

17. TECHNICAL SPECIFICATIONS

Procurers shall promote commercially established and operational technologies to minimize the technology risk and to achieve the commissioning of the Projects. The detailed technical parameters, for RE Power Projects to be selected, shall be specified by MNRE from time to time.

18. DEVIATION FROM PROCESS DEFINED IN THE GUIDELINES

In case there is any deviation from these Guidelines and/or the SBDs, the same shall be subject to approval by the Appropriate Commission. The Appropriate Commission shall approve or require modification to the bid documents within a reasonable time not exceeding 90 (ninety) days.

19. ARBITRATION

In the event CERC is the Appropriate Commission, any dispute arises claiming any change in or regarding determination of the tariff or any tariff related matters, or which partly or wholly could result in change in tariff, such dispute shall be adjudicated by the CERC. All other disputes shall be resolved by arbitration under the Indian Arbitration and Conciliation Act, 1996. In the event SERC is the Appropriate Commission, then all disputes shall be adjudicated by the SERC or shall be referred for arbitration by the SERC.

20. CLARIFICATION AND MODIFICATION TO GUIDELINES

If any difficulty arises in giving effect to any provision of these Guidelines or interpretation of the Guidelines or modification to the Guidelines, Ministry of New & Renewable Energy is empowered to do the same in consultation with the approval of Minister, New & Renewable Energy. The decision in this regard shall be binding on all the parties concerned.

HEMANT KUMAR PANDEY, Chief Engineer (R&R)

Annexure – I

Annexure I - Time Table for Bid Process

| Sl. No. | Event | Elapsed Time from Zero date |
|---------|---|-----------------------------|
| 1. | Date of issue of RfS Project specific draft Power Purchase Agreements and other draft Project Agreements. | Zero date |
| 2. | Bid clarification, conferences, opening of online Data Room to share all Project specific details including site, if specified by Procurer etc. & revision of RfS | ** |
| 3. | RfS Bid submission | 22 days |
| 4. | Evaluation of bids and issue of LOI | 110 days |
| 5. | Signing of PPA | 170days |

** In case of any change in RfS document, the Procurer shall provide the bidders additional time in accordance with clause 6.5 of these Guidelines.

Note: It is clarified that if the Procurer gives extended time for any of the events in the bidding process, on account of delay in achieving the activities required to be completed before the event, such extension of time shall not in any way be deviation from these Guidelines.